



УТВЕРЖДАЮ

Председатель Совета Директоров
ОАО «ФСК ЕЭС»

_____ С.И. Шматко

**ПОЛОЖЕНИЕ
О ТЕХНИЧЕСКОЙ ПОЛИТИКЕ ОАО «ФСК ЕЭС»**

Обязательно для ОАО «ФСК ЕЭС» и его филиалов, научно-исследовательских, проектных, ремонтных, строительно-монтажных и наладочных организаций, выполняющих работы применительно к объектам ЕНЭС

СОГЛАСОВАНО:

Председатель Правления

_____ О.М. Бударгин

СОГЛАСОВАНО:

Член Совета директоров,
Председатель Правления
ОАО «СО ЕЭС»

_____ Б.И. Аюев

Москва
2011 г.

1.	Введение	7
1.1.	Стратегические цели технической политики ОАО «ФСК ЕЭС»	8
1.2.	Основные понятия и определения	9
1.3.	Анализ состояния электрических сетей ЕНЭС	17
2.	Основные направления технической политики	19
2.1.	Обеспечение управляемости ЕНЭС.....	19
2.1.1.	Требования к развитию ЕНЭС	19
2.1.2.	Регулирование напряжения и потоков мощности.....	21
2.2.	Подстанции (ПС)	23
2.2.1.	Схемы электрические принципиальные распределительных устройств (РУ) 35 - 750 кВ.....	23
2.2.2.	Строительные решения при новом строительстве, техническом перевооружении, реконструкции и ремонте ПС	24
2.2.3.	Основное оборудование.....	26
2.2.4.	Технические решения по оснащению ПС инженерно-техническими средствами охраны (ИТСО).....	32
2.2.5.	Экология ПС	41
2.2.6.	Диагностика и мониторинг оборудования.....	42
2.2.7.	Электромагнитная совместимость.....	44
2.2.8.	Релейная защита и автоматика (РЗА)	45
2.2.9.	Противоаварийная автоматика (ПА)	48
2.2.10.	Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП)	50
2.2.11.	Системы сбора и передачи информации.....	52
2.2.12.	Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ).....	53
2.2.13.	Организация системы оперативного питания ПС	57
2.2.14.	Мониторинг и управление качеством электроэнергии.....	60
2.3.	Линии электропередачи (ЛЭП)	62
2.3.1.	Воздушные линии электропередачи.....	62
2.3.1.1.	Технологии производства строительного-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции ВЛ	62
2.3.1.2.	Опоры.....	63
2.3.1.3.	Фундаменты	64
2.3.1.4.	Провода, грозозащитные тросы	64
2.3.1.5.	Линейная арматура и изоляторы.....	65
2.3.1.6.	Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) для ВЛ..	65
2.3.1.7.	Защита ВЛ от гололедно-ветровых воздействий	65
2.3.1.8.	Ограничения по применению технологий и оборудования на ВЛ	66
2.3.1.9.	Диагностика и мониторинг ВЛ	67
2.3.1.10.	Снижение влияния ВЛ на окружающую среду.....	68
2.3.2.	Кабельные линии электропередачи	69

2.3.2.1.	Технологии производства строительного-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции КЛ	69
2.3.2.2.	Кабели	70
2.3.2.3.	Арматура кабелей высокого напряжения	70
2.3.2.4.	Частичное разземление экранов кабелей и применение систем транспозиции	70
2.3.2.5.	Диагностика и мониторинг КЛ	71
2.3.2.6.	Снижение влияния на окружающую среду	71
2.3.2.7.	Организация эксплуатации КЛ 110-500 кВ	71
2.4.	Оперативно - технологическое управление	72
2.5.	Автоматизированные системы управления	75
2.5.1.	Цели и задачи технической политики в области АСУ	75
2.5.2.	Базовые принципы реализации АСУ ОАО «ФСК ЕЭС»	75
2.5.3.	Техническая политика в области автоматизации	76
2.6.	Единая технологическая сеть связи электроэнергетики	84
2.7.	Метрологическое обеспечение производства в ОАО «ФСК ЕЭС» ..	97
2.8.	Эксплуатация электрических сетей	99
2.9.	Техническое обслуживание и ремонт (ТОиР)	100
2.10.	Технические средства подготовки производственного персонала ..	101
2.11.	Перспективные технологии	102
2.12.	Энергосбережение и повышение энергетической эффективности ...	109
2.13.	Защита интеллектуальной собственности	111
3.	Реализация технической политики в ЕНЭС	112
3.1.	Новое строительство и обновление электрических сетей	112
3.1.1.	Инвестиционная программа ОАО «ФСК ЕЭС» на пятилетний период	112
3.1.2.	Программа реновации основных фондов на 2011-2017 гг.	113
3.1.3.	Принципы технической политики при проектировании объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции ...	115
3.1.4.	Экспертиза проектной документации, разрабатываемой по заказам ОАО «ФСК ЕЭС»:	118
3.2.	Обеспечение надежности в условиях истощения ресурса основного оборудования объектов электросетевого хозяйства	118
3.3.	Повышение эффективности эксплуатации и технического обслуживания электрических сетей	120
3.4.	Внедрение инновационных технологий	121
3.4.1.	Разработка и создание передовых технологий и оборудования для ЕНЭС	121
3.4.2.	Перспективное развитие, совершенствование оперативно-технологического управления и повышение надежности ЕНЭС	123
3.4.3.	Совершенствование технического обслуживания и ремонта объектов ЕНЭС	125

3.4.4. Разработка и пересмотр нормативно-технических документов корпоративного уровня для обеспечения функционирования и развития электрических сетей	126
3.4.5. Повышение эффективности системы управления охраной труда	126
3.5. Пилотное внедрение инновационных видов электротехнического оборудования на электросетевых объектах	127
3.6. Услуги научно-технической направленности:	128
4. Показатели прогрессивности технических решений, реализуемых ОАО «ФСК ЕЭС» в проектах развития, технического перевооружения и реконструкции, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонтах	129
5. Управление технической политикой.....	139
5.1. Технический совет ОАО «ФСК ЕЭС».....	139
5.2. Основные положения организации НИОКР и работ по услугам научно-технической направленности.....	140
5.3. Аттестация оборудования, технологий и материалов в ОАО «ФСК ЕЭС»	141
5.4. Разработка и пересмотр нормативно-технических документов корпоративного уровня	144
5.5. Организация закупок материально-технических ресурсов и оборудования (МТРО), работ и услуг	146
5.6. Контроль за реализацией Технической политики ОАО «ФСК ЕЭС» и ее актуализация	147

Список использованных в данном Положении документов

- Л1. Схема и программа развития ЕНЭС, разрабатываемые в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 17.10.2009 №823 «О схемах и программах перспективного развития электроэнергетики».
- Л2. Программа реновации основных фондов ОАО «ФСК ЕЭС» на 2011-2017 гг.
- Л3. Порядок и методика проведения аттестации оборудования, технологий и материалов в ОАО «ФСК ЕЭС», утверждены 12.10.2009.
- Л4. Регламент взаимодействия ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС» по подготовке к утверждению схем электрических соединений ПС и линий электропередачи при новом строительстве, расширении, техническом перевооружении и реконструкции объектов электросетевого комплекса, принадлежащих ОАО «ФСК ЕЭС», утвержден ОАО «СО ЕЭС» 16.10.05 и ОАО «ФСК ЕЭС» 02.12.05.
- Л5. Общие технические требования к воздушным линиям электропередачи 110-750 кВ нового поколения, утверждены ОАО «ФСК ЕЭС» 16.02.2005.
- Л6. Общие технические требования к ПС 330-750 кВ нового поколения, утверждены ОАО «ФСК ЕЭС» 18.05.2004.
- Л7. Требования к проектным организациям, утверждены ОАО «ФСК ЕЭС» 21.03.2006.
- Л8. Нормы технологического проектирования воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.55.016-2008.
- Л9. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ, СТО 56947007-29.240.10.028-2009.
- Л10. Генеральная схема создания и развития ЕТССЭ на период до 2015 г., одобрена решением Правления ОАО «ФСК ЕЭС» №199 от 20.09.05 и Правительственной комиссии по федеральной связи от 06.12.2006 №206.
- Л11. Целевая модель прохождения команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между ДЦ и ЦУС сетевых организаций, подстанциями, утверждена ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС», от 29.01.2007.
- Л12. Стратегия управления телекоммуникациями ОАО «ФСК ЕЭС» на период 2009-2015 гг., одобрена решением Правления ОАО «ФСК ЕЭС» №687 от 20.04.2009.
- Л13. Концепция построения АСУТП на подстанциях ЕНЭС, утверждена ОАО «ФСК ЕЭС» и одобрена 20.04.2006 г.
- Л14. Концепция АСТУ ОАО «ФСК ЕЭС».
- Л15. Концепция диагностики электротехнического оборудования ПС и ВЛ электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС», одобрена ОАО «ФСК ЕЭС» 26.04.05.
- Л16. Программа развития системы диагностики ОАО «ФСК ЕЭС», утвержденная приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 17.06.2010 №427.
- Л17. Программа по оснащению предприятий МЭС современными средствами технической диагностики и мониторинга электротехнического оборудования и линий электропередачи с целью предупреждения их повреждения и планирования ремонтов по техническому состоянию.

- Л18. Регламент взаимодействия ИА ОАО «ФСК ЕЭС», филиалов ОАО «ФСК ЕЭС», МСК, РСК при ликвидации аварийных повреждений электросетевого оборудования ЕНЭС, утвержден ОАО «ФСК ЕЭС» и введен в действие 13.02.2006.
- Л19. Регламент об аварийном резерве ОАО «ФСК ЕЭС». Нормы обеспечения аварийного запаса электротехнического оборудования, конструкций и материалов, утвержден ОАО «ФСК ЕЭС» 29.03.2006.
- Л20. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования, СТО 56947007-29.120.40.041-2010.
- Л21. Руководство по обеспечению электромагнитной совместимости вторичного оборудования и систем связи электросетевых объектов, СТО 56947007-29.240.043-2010.
- Л22. Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства, СТО 56947007-29.240.044-2010.
- Л23. Регламент взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» при выполнении расчетов параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики, утвержден 31.12.2009.
- Л24. Положение об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией.
- Л25. Концепция системы оперативно-технологического управления объектами ЕНЭС в ОАО «ФСК ЕЭС».
- Л26. Нормы проектирования поверхностных фундаментов для опор ВЛ и ПС, СТО 56947007-29.120.95-049-2010.
- Л27. Нормы проектирования фундаментов из винтовых свай, СТО 56947007-29.120.95-050-2010.
- Л28. Нормы проектирования фундаментов из стальных свай-оболочек и буронабивных свай большого диаметра, СТО 56947007-29.120.95-051-2010.
- Л29. Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения, СТО 56947007-29.240.30.010-2008.
- Л30. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007-29.240.30.047-2010.
- Л31. Руководящие указания по выбору объемов телеинформации при проектировании систем технологического управления электрическими сетями, СТО 56947007-29.240.034-2008.
- Л32. Грозозащитные тросы для воздушных линий электропередачи 35-750 кВ. Технические требования, СТО 56947007-29.060.50.015-2008.
- Л33. Объем и нормы испытаний электрооборудования. РД 34.45-51.300-97.
- Л34. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ, СО 34.20.504-94.
- Л35. Положение об эксплуатационной политике ОАО «ФСК ЕЭС», утверждено Правлением ОАО «ФСК ЕЭС» от 23.06.2009 (выписка из протокола заседания Правления от 23.06.2009 №712).

1. Введение

Положение о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» (далее по тексту - Положение) переработано в соответствии с поручением Совета Директоров ОАО «ФСК ЕЭС» (протокол от 04.08.2010 №110 п. 8) и является программным документом для деятельности предприятий и организаций, выполняющих работы по обеспечению функционирования Единой Национальной Электрической Сети РФ (далее - ЕНЭС).

Соблюдение требований Положения является обязательным для ОАО «ФСК ЕЭС» и его филиалов, предприятий электрических сетей, научно-исследовательских, проектных, ремонтных, строительно-монтажных и наладочных организаций, выполняющих работы применительно к объектам ЕНЭС, а также, в рамках договорных отношений (соглашений) - для других собственников объектов, отнесенных к ЕНЭС или примыкающих к ЕНЭС.

Цель Положения - определение основных направлений технической политики ОАО «ФСК ЕЭС», обеспечивающих повышение эффективности функционирования ЕНЭС в краткосрочной и долгосрочной перспективе при условии обеспечения промышленной и экологической безопасности ЕНЭС.

Положение определяет совокупность взаимосвязанных технических требований, дополняющих действующие нормативные документы, акцентирует внимание на наиболее прогрессивных технических решениях, задает перечень и границы применения тех или иных технических решений, оборудования и технологий, направленных на повышение технического уровня процессов передачи и преобразования электроэнергии, процессов управления, эксплуатации и развития ЕНЭС.

На основе требований Положения должен быть разработан комплекс нормативно-технической документации (стандарты организации, регламенты, нормы и правила), определяющий приоритеты и правила применения технических решений Положения в ходе реализации программ нового строительства, комплексного технического перевооружения и реконструкции объектов ЕНЭС, а также при инновационном и перспективном развитии ОАО «ФСК ЕЭС».

Другие документы ОАО «ФСК ЕЭС» (концепции, программы, регламенты, стандарты организации и пр.), дополняющие или разъясняющие требования Положения, перечислены в разделе «Список использованных в данном Положении документов» настоящего Положения.

Срок действия Положения - до 2015 года.

Положение может быть скорректировано на основании решений Совета Директоров ОАО «ФСК ЕЭС».

1.1. Стратегические цели технической политики ОАО «ФСК ЕЭС»

В основе технической политики ОАО «ФСК ЕЭС» лежит деятельность ОАО «ФСК ЕЭС» по эффективному управлению, модернизации и инновационному развитию ЕНЭС. Главными стратегическими целями технической политики ОАО «ФСК ЕЭС», обеспечивающими указанные функции являются:

- 1) Повышение готовности ЛЭП и оборудования ЕНЭС к передаче электрической энергии для обеспечения устойчивого снабжения электрической энергией потребителей, функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии, параллельной работы ЕЭС России и электроэнергетических систем иностранных государств.
- 2) Повышение надежности и эффективности ЕНЭС за счет существенного повышения управляемости всех элементов сети.
- 3) Обеспечение выдачи мощности электрических станций в сеть и создание условий для присоединения к электрической сети участников оптового и розничных рынков на условиях недискриминационного доступа к электрическим сетям при наличии технической возможности для этого и соблюдении ими установленных правил доступа.
- 4) Повышение эффективности и развитие системы диагностики объектов ЕНЭС.
- 5) Развитие структуры оперативно-технологического управления объектами ЕНЭС.
- 6) Развитие информационной и телекоммуникационной инфраструктуры, повышение наблюдаемости электрической сети и качества информационного обмена с ОАО «СО ЕЭС» и другими субъектами оптового и розничных рынков электроэнергии.
- 7) Повышение эффективности эксплуатации ЕНЭС за счет обоснованной оптимизации главных схем электрических соединений, сокращения занимаемых территорий, эксплуатационных издержек, расходов электроэнергии на собственные нужды, повышение точности измерений учета электроэнергии.
- 8) Преодоление тенденции старения основных фондов электрических сетей и электросетевого оборудования путем их модернизации, оптимизации работ по их реконструкции и техническому перевооружению, а также за счет применения оборудования с увеличенным жизненным циклом.
- 9) Автоматизация ПС ЕНЭС, внедрение и развитие современных систем контроля технического состояния, автоматической диагностики и мониторинга технологического оборудования, систем релейной защиты и противоаварийной автоматики, систем связи, инженерных систем, коммерческого и технического учета электроэнергии; переход к созданию цифровых ПС без постоянного оперативного персонала.
- 10) Совершенствование технологий эксплуатации, технического обслуживания и ремонта. Обеспечение профессиональной подготовки эксплуатационного и ремонтного персонала с учетом внедрения новых технологий и инновационного оборудования.
- 11) Минимизация воздействия на окружающую среду при новом строительстве, реконструкции, эксплуатации и ремонте объектов ЕНЭС.

1.2. Основные понятия и определения

Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) ОАО «ФСК ЕЭС»

Иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность метрологически аттестованных измерительно-информационных комплексов точек измерений, информационно-вычислительных комплексов электроустановок на уровне подстанций, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, и выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом на оптовом рынке электроэнергии в автоматизированном режиме, получению данных от смежных участников ОРЭМ, а также позволяющих производить достоверизацию данных приборов учета, приведение показаний приборов учета к границам балансовой принадлежности ОАО «ФСК ЕЭС», формирования балансов электроэнергии в сетях ЕНЭС различной степени детализации, проведение расчетов со смежными участниками ОРЭМ и ОАО «АТС» и осуществление деятельности ОАО «ФСК ЕЭС» по покупке потерь электрической энергии на ОРЭМ.

Автоматизированная система управления технологическими процессам (АСУ ТП) ПС ОАО «ФСК ЕЭС»

Программно-технический комплекс средств автоматизации ПС, интегрирующий в своем составе подсистемы сбора и передачи информации с параметрами работы оборудования ПС, диагностики и мониторинга технологического оборудования, управления цепями первичной и вторичной коммутации, РЗА и ПА, инженерных систем с целью реализации задач управления технологическими процессам ПС ЕНЭС в полном объеме.

Автоматизированная система технологического управления (АСТУ)

Комплекс средств автоматизации задач производственно-технического и оперативно-диспетчерского управления сетевыми объектами ЕНЭС, обеспечивающий решение задач автоматизации процессов сбора и передачи технологической информации с уровня ПС ЕНЭС, ее обработки и хранения, оперативного управления переключениями коммутационных аппаратов и проведением работ по техническому обслуживанию и ремонтам (ТОиР), анализа технического состояния оборудования на базе современных программно-технических средств автоматизации, вычислительной техники и информационных технологий.

Аттестация оборудования, материалов и технологий	Оценка соответствия показателей предлагаемого к использованию на объектах электросетевого хозяйства оборудования, систем, технологий и материалов требованиям стандартов, корпоративных нормативно-технических документов, дополнительным требованиям ОАО «ФСК ЕЭС», условиям применения и возможности его использования на объектах электросетевого хозяйства.
Аттестационная комиссия	Группа специалистов в составе представителей исполнительного аппарата, филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» и экспертов - представителей научно-исследовательских, проектных и других организаций, привлеченных ОАО «ФСК ЕЭС» для проведения аттестации.
Воздушная линия электропередачи (ВЛ)	Устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным при помощи изолирующих конструкций и арматуры к опорам, несущим конструкциям, кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях.
Диагностика	Область знаний, охватывающая теорию, методы и средства определения технического состояния объектов.
Единая технологическая сеть связи электроэнергетики (ЕТССЭ)	Совокупность средств, узлов и линий связи, объединенных общими техническими, технологическими и организационными принципами, предназначенных для обеспечения управления технологическими процессами в производстве, передаче и распределении электроэнергии, диспетчерского управления и производственной деятельности электроэнергетики.
Заключение аттестационной комиссии	Документ, подтверждающий возможность применения аттестуемого оборудования на объектах электросетевого хозяйства.

Измерительно-информационный комплекс точки измерений (ИИК)	Функционально объединенная и территориально локализованная совокупность метрологически аттестованных программно-технических средств учета электроэнергии по данной точке измерений, в которой формируются и преобразуются сигналы, содержащие количественную информацию об измеряемых величинах, реализуются вычислительные и логические операции, предусмотренные процессом измерений, а также интерфейс доступа к информации по данной точке измерений электроэнергии. Измерительно-информационный комплекс точки измерений является сложным измерительным каналом, представляющим собой совокупность нескольких простых измерительных каналов, сигналы с выхода которых используются для получения результата косвенных, совокупных или совместных измерений.
Информационно-вычислительный комплекс (ИВК)	Совокупность функционально объединенных метрологически аттестованных программных, информационных и технических средств, предназначенная для решения задач диагностики состояний средств и объектов измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, поступающих от ИВКЭ и ИИК субъекта ОРЭ, их агрегирование, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.
Информационно-вычислительный комплекс электроустановки (ИВКЭ)	Совокупность функционально объединенных метрологически аттестованных программных и технических средств, предназначенная для решения задач сбора и обработки результатов измерений, диагностики средств измерений в пределах одной электроустановки, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации.
Интегрированная автоматизированная система управления коммерческим учетом (ИАСУ КУ)	Автоматизированная система управления Коммерческого оператора, представляющая собой совокупность взаимодействующих автоматизированных подсистем, выполняющих функции организации измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, контроля их достоверности, формирования учетных показателей на оптовом рынке электрической энергии и предоставления их в финансово-расчетную систему Коммерческого оператора.
Кабельная линия электропередачи (КЛ)	ЛЭП, состоящая из одного или нескольких, соединенных между собой без коммутационных аппаратов параллельных кабелей с соединительными, стопорными и концевыми муфтами (заделками) и крепежными деталями.

Качество энергии	электрической	Совокупность свойств электрической энергии, характеризующих пригодность ее для нормальной работы электроприемников в соответствии с их назначением при расчетной работоспособности. Показатели качества электрической энергии нормируются в соответствии с межгосударственным стандартом.
Контроль состояния	технического	Проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени.
Корпоративная информационная система управления (КИСУ)	система	Совокупность информационных систем Общества, методологически и технически объединенных друг с другом специальными программными технологиями интеграции, предназначенная для повышения эффективности деятельности Общества.
Линия (ЛЭП)	электропередачи	Электроустановка, состоящая из проводов, кабелей, изолирующих элементов, несущих конструкций, предназначенная для передачи электрической энергии между двумя пунктами ЭЭС с возможным промежуточным отбором.
Метрологическое обеспечение измерений	электрических	Установление и применение научных и организационных основ, технических средств, правил и норм, необходимых для достижения требуемой точности измерений.
Модернизация оборудования		Комплекс мероприятий по усовершенствованию действующего электротехнического оборудования путем замены конструктивно измененных базовых узлов основного и вспомогательного оборудования, повышающих надежность, срок службы, мощность, производительность (пропускную способность) установок в целом.
Мониторинг		Непрерывный контроль параметров объекта с применением автоматизированных систем, обеспечивающих сбор, хранение и обработку информации в режиме реального времени.
Научно-исследовательские работы		Работы, требующие для достижения поставленной задачи получения новых знаний о процессах, технологиях и свойствах объектов и материалов и разработки новых технических решений.

Новое строительство	Строительство электросетевых объектов в целях создания новых производственных мощностей, осуществляемое на специально отведенных земельных участках.
Оперативно-диспетчерское управление	Комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, если эти объекты и устройства влияют на электроэнергетический режим работы энергетической системы и включены соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в перечень объектов, подлежащих такому управлению.
Оперативно-технологическое управление	Комплекс мер по изменению технологических режимов работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики и (или) энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, осуществляемых субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии: в соответствии с диспетчерскими командами, распоряжениями, и разрешениями субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и установленным таким субъектом распределением объектов диспетчеризации по способу управления и ведения - в отношении объектов диспетчеризации; самостоятельно или по согласованию с иными субъектами электроэнергетики (потребителями электрической энергии) - в отношении объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств, не относящихся к объектам диспетчеризации.
Оптовый рынок электрической энергии (мощности) (ОРЭМ)	Федеральный (общероссийский) оптовый рынок электрической энергии (мощности), определенный статьей 1 Федерального закона «О государственном регулировании тарифов на электрическую и тепловую энергию в Российской Федерации».
Проектная документация	Графические и текстовые материалы, определяющие объемно-планировочные, конструктивные и технические решения для строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов, а также освоения и благоустройства земельных участков.

Реконструкция	Комплекс работ на объектах электрических сетей по их переустройству в целях повышения надежности, технического уровня, улучшения технико-экономических показателей объекта, условий труда и охраны окружающей среды. Реконструкции подлежат объекты электрических сетей, как правило, имеющие неудовлетворительное состояние конструкций и сооружений, не соответствующие требованиям санитарных норм и экологии.
Ремонт	Комплекс работ, выполняемых для восстановления работоспособности и ресурса оборудования, конструкций и устройств с заменой или восстановлением составных частей, при необходимости включая базовые, и контролем технического состояния, выполняемых в объемах, установленных в НТД.
Система мониторинга качества электроэнергии	Распределенная автоматизированная система, представляющая собой совокупность специализированных, метрологически аттестованных технических и программных средств для непрерывного измерения показателей качества электроэнергии.
Система управления качеством электроэнергии	Совокупность технических и организационных средств и мероприятий, направленных на контроль и улучшение качества электроэнергии.
Смежный субъект ОРЭМ	Поставщик электрической энергии (генерирующая компания) и/или покупатель электрической энергии (энергосбытовая организация, энергоснабжающая организация, крупный потребитель электрической энергии, гарантирующий поставщик, организация, осуществляющая экспортно-импортные операции), получившая в установленном порядке статус субъекта оптового рынка, зарегистрированные на ОРЭМ ГТП которых расположены на точках поставки в сечении ОАО «ФСК ЕЭС».
Техническая политика	Система целей, способов и форм воздействия, направленных на получение совокупности новых технических решений, обеспечивающих повышение эффективности, надежности, технического уровня и промышленной безопасности, создание и освоение новых технологий и техники передачи электроэнергии.
Техническое обслуживание	Комплекс работ, направленных на поддержание работоспособности или исправного состояния оборудования, конструкций и устройств, их надежной, безопасной и экономичной эксплуатации, проводимых с определенной периодичностью и последовательностью.

Техническое перевооружение	<p>Комплекс работ на действующих объектах электрических сетей, направленный на повышение их технико-экономического уровня. Техническое перевооружение состоит в замене морально и физически устаревшего оборудования, конструкций и материалов новыми, более совершенными, с оптимизацией схем и компоновок и внедрение автоматизированных и автоматических систем управления и контроля и других современных средств управления производственным процессом, совершенствовании подсобного и вспомогательного хозяйства объекта в пределах ранее выделенных земельных участков.</p> <p>Комплексное техническое перевооружение - полное или частичное обновление элементов объекта.</p>
Техническое регулирование	<p>Правовое регулирование отношений в области установления, применения и исполнения обязательных требований к продукции или к связанным с ними процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, а также в области установления и применения на добровольной основе требований к продукции, процессам проектирования (включая изыскания), производства, строительства, монтажа, наладки, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнению работ или оказанию услуг и правовое регулирование отношений в области оценки соответствия.</p>
Эксплуатация	<p>Комплекс работ по ведению требуемого режима работы оборудования, производству переключений, осмотров, мониторинга технического состояния оборудования, подготовки его к производству ремонта, технического обслуживания, выполняемых специально подготовленным и допущенным персоналом, контролю за соблюдением на объектах стандартов, норм, правил, инструкций, организации устранения отклонений от НТД и причин их вызывающих, планированию и приемке результатов технического обслуживания, ремонтов, модернизации, технического перевооружения, реконструкции и развития электрических сетей.</p>
Электрическая подстанция (ПС)	<p>Электроустановка, предназначенная для преобразования и распределения электрической энергии.</p>
Электрическая сеть	<p>Совокупность электрических ПС, распределительных устройств и соединяющих их ЛЭП, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии.</p>

Электроустановка		Совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, передачи, распределения и преобразования электрической энергии в т.ч. в другие виды энергии.
Электроэнергетическая система (ЭЭС)		Электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электрической энергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.
Энергетическая система (энергосистема)	система	Совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режимов в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.
Энергетическая эффективность электроэнергии	передачи	Количественная оценка эффективности процесса передачи электроэнергии, характеризующая уровень технологии, используемой для преобразования и сохранения параметров источника энергии.
Энергосбережение		Реализация правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов и вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии.

1.3. Анализ состояния электрических сетей ЕНЭС

На 01.01.2010 года общая протяженность ЛЭП составляет 121,1 тыс. км (в т.ч. принадлежит ОАО «ФСК ЕЭС» на праве собственности - 117,7 тыс. км, 3,4 тыс. км находится в аренде). Общее количество ПС - 797, общей трансформаторной мощностью 305,5 тыс. МВА (в т.ч. принадлежит ОАО «ФСК ЕЭС» на праве собственности - 761 ПС с суммарной установленной трансформаторной мощностью 298,5 тыс. МВА, остальные ПС находятся в аренде).

Состояние активов сетей ЕНЭС характеризуется следующим объемом оборудования со сверхнормативным (более 25 лет) сроком эксплуатации: 47% для ПС и 67% для ЛЭП, при этом доля оборудования, находящегося в эксплуатации более 35 лет для ПС и более 40 лет для ЛЭП составляет 17% и 26% соответственно.

Относительные потери электроэнергии в ЕНЭС не превышают 5%.

Установленное на объектах ЕНЭС основное электротехническое оборудование, функционирующее в непрерывном производственном цикле, определяющее надежность и экономичность работы, изготовлено, в основном, в пятидесятые-семидесятые годы прошедшего столетия и уступает современным разработкам по техническим характеристикам, массогабаритным показателям и показателям надежности, требует периодического, возрастающего по объемам с ростом срока службы ремонтного обслуживания.

Схемы первичных электрических соединений действующих ПС ориентированы на оборудование, требующее учащенного технического обслуживания, поэтому предусматривают избыточные по современным критериям соотношения числа коммутационных аппаратов и присоединений. Это является причиной значительного количества серьезных технологических нарушений по вине оперативного персонала.

Автоматизация технологических процессов 01.01.2010 года выполнена на 79 ПС, в стадии выполнения находятся еще 42 ПС. Поэтому основная схема организации эксплуатации ориентирована, прежде всего, на круглосуточное пребывание на них обслуживающего (оперативного) персонала, контролирующего состояние объекта и выполняющего оперативные переключения.

На объектах ЕНЭС доминирует парк морально и физически устаревшей телемеханической аппаратуры сбора и передачи телеинформации.

На 01.01.2010 на ПС ЕНЭС установлено 375 тыс. комплектов устройств релейной защиты, электроавтоматики и противоаварийной автоматики. Из них: 195 тыс. составляют устройства релейной защиты, 30 тыс. - устройства электроавтоматики, 10 тыс. - устройства противоаварийной автоматики, 140 тыс. - устройства прочей электроавтоматики. В основном все устройства выполнены на электромеханической базе.

Количество введенных в эксплуатацию микропроцессорных устройств релейной защиты, электроавтоматики и противоаварийной автоматики на ПС ЕНЭС составило 15 тыс. комплектов - 4% от общего количества. Из них: 8 тыс. - устройства релейной защиты, 1,5 тыс. - устройства электроавтоматики, 3,5 тыс. - устройства противоаварийной автоматики, 2 тыс. - устройства прочей электроавтоматики. Противоаварийная автоматика находится в относительно лучшем состоянии - 35% составляют устройства, выполненные на микропроцессорной базе.

В 2009 г. в 30% случаев неправильная работа устройств релейной защиты, электроавтоматики и противоаварийной автоматики произошла по причине их старения.

Существующие в настоящее время на ПС ОАО «ФСК ЕЭС» системы учета электроэнергии не отвечают современным требованиям как в части автоматизации функций, так и в части выполнения ФЗ «Об обеспечении единства измерений» 26.06.2008 № 102-ФЗ. Измерительные трансформаторы тока и напряжения требуют периодической поверки. Имеются присоединения на которых отсутствуют измерительные ТТ и ТН (порядка 10% от общего количества присоединений). По предварительным оценкам класс точности 20% измерительных ТТ и ТН не соответствует нормативным документам.

Реформирование электроэнергетики оказало значительное влияние на функционирование ЕТССЭ. Существовавшая в рамках РАО «ЕЭС России» сеть связи в результате реформирования была разделена между отдельными собственниками по отраслевому признаку (генерация, сбыт, сетевые компании и др.), что привело к:

- децентрализации систем связи;
- исчезновению единой системы управления сетью связи и системы ее эксплуатации.
- исчезновению единой системы контроля и управления качеством услуг.
- снижению числа высококвалифицированных кадров.

Оборудование ЕТССЭ на 50% является аналоговым, находится в эксплуатации в среднем 20-30 лет, в значительной степени изношено (60-75%) и имеет следующие недостатки:

- наличие в структуре ЕТССЭ ненадежных фрагментов, в основном без альтернативных путей соединения, а также с низкой пропускной способностью;
- неэффективное распределение имеющегося частотного ресурса систем ВЧ связи по ВЛ;
- использование значительных производственных площадей под оборудование аналоговых систем передачи и коммутации;
- значительная трудоемкость обслуживания и повышенное потребление электроэнергии;
- отсутствие основных и резервных пунктов системы управления ЕТССЭ;
- значительные затраты на аренду каналов связи.

Недостаточна пропускная способность межсистемных и системообразующих электрических сетей, недостаточны управляемость электрической сети, объем устройств регулирования напряжения и реактивной мощности, уровень развития автоматизированных систем технологического управления.

2. Основные направления технической политики

В разделе изложены перспективные технические решения, технологии, важнейшие характеристики основных видов оборудования, а также ограничения по применению устаревших технологий и оборудования.

2.1. Обеспечение управляемости ЕНЭС

2.1.1. Требования к развитию ЕНЭС

2.1.1.1. При развитии ЕНЭС необходимо руководствоваться следующими основными критериями:

- **доступность:** обеспечение всем субъектам оптового и розничных рынков условий для беспрепятственной поставки на рынок своей продукции на конкурентной основе при наличии спроса на нее;
- **надежность:** обеспечение противодействия физическим и информационным воздействиям на электрическую сеть без тотальных отключений потребителей и высоких затрат на восстановительные работы; обеспечение условий самовосстанавливаемости сети после аварийных отключений;
- **экономичность:** оптимизация использования имеющихся активов;
- **эффективность:** снижение затрат и потерь на передачу электроэнергии и эксплуатацию оборудования;
- **экологичность:** обеспечение снижения воздействий на окружающую среду;
- **безопасность:** участие в обеспечении безопасного функционирования ЕЭС России, недопущение ущерба окружающей среде, населению, персоналу.

2.1.1.2. Развитие ЕНЭС должно основываться на следующих принципах:

- схема ЕНЭС должна обладать достаточной «гибкостью», позволяющей осуществлять ее поэтапное развитие в направлении перехода к созданию интеллектуальной сети, обеспечивать возможность адаптации к изменениям направлений и величины потоков мощности в условиях роста нагрузки и развития электростанций; обеспечивать готовность электрической сети, в т.ч. к выполнению условий межгосударственных договоров по поставке электроэнергии;
- системный подход, обеспечивающий максимальный положительный эффект от проводимых технических мероприятий;
- при разработке схем перспективного развития ЕНЭС, а также при комплексном техническом перевооружении и реконструкции ПС следует:
 - рассматривать возможность организации нескольких смежных центров питания ограниченной мощности с целью повышения системной надежности;
 - обеспечивать обоснованную фиксацию максимальных значений токов короткого замыкания в сетях различных классов напряжения с выработкой технических решений по их ограничению.

– пропускная способность в сечениях ЕНЭС при ее развитии должна определяться исходя из условий обеспечения надежности и долгосрочных балансов электрической энергии и мощности отдельных частей ЕЭС России;

– увеличение пропускной способности ЕНЭС в процессе ее развития должно осуществляться с выполнением технико-экономического обоснования за счет:

- повышения пропускной способности существующих объектов за счет применения современного оборудования регулирования напряжения и управления перетоками электроэнергии, применения современных видов проводов;
- постепенного расширения за счет строительства ЛЭП того же класса напряжения, вводов дополнительной трансформаторной мощности, при этом между двумя узлами сети по одной трассе должно сооружаться, как правило, не более двух ЛЭП одного класса напряжения;
- при необходимости дополнительного повышения пропускной способности следует рассматривать строительство новых и/или перевод существующих объектов на более высокие классы напряжения.

– должны предусматриваться системы мониторинга (автоматической диагностики) допустимой загрузки оборудования и ЛЭП в режиме реального времени;

– привязка ЛЭП должна осуществляться преимущественно к крупным узлам нагрузки, без создания прямых связей между электростанциями и с максимальным использованием существующих электрических сетей и электросетевой инфраструктуры;

– развитие ЕНЭС должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды;

– необходимо обеспечивать уровни надежности электроснабжения в соответствии с требованием государственных, отраслевых нормативно-правовых актов и внутренних Стандартов;

– следует предусматривать технические и организационные мероприятия, направленные на обеспечение нормированных показателей качества электрической энергии;

– использование новых средств автоматизации и новых технологий обслуживания.

2.1.1.3. Напряжения объектов электрических сетей переменного тока выбираются в соответствии со шкалой номинальных напряжений согласно ГОСТ 721-77. При этом при перспективном развитии ЕНЭС, а также при комплексной реконструкции и техническом перевооружении объектов ЕНЭС необходимо обоснованно минимизировать количество энергообъектов, связывающих электрические сети, относящиеся к различным системам номинальных напряжений: 110-220-500 кВ, 110-330-750 кВ.

2.1.1.4. Схемы выдачи мощности крупных электростанций в нормальных режимах работы ЭЭС должны обеспечивать возможность выдачи всей располагаемой мощности электростанции без применения устройств противоаварийной автоматики в полной схеме сети и при отключении любой из отходящих ЛЭП на всех этапах развития электростанции.

Для атомных электростанций указанное условие должно выполняться как в нормальных, так и в ремонтных режимах работы ЭЭС.

2.1.1.5. При необходимости передачи больших объемов мощности на значительные расстояния, должен проводиться и технический анализ вариантов выполнения электропередачи на постоянном токе.

2.1.1.6. При обеспечении электроснабжения крупных городов и мегаполисов (с населением 1 млн. человек и более):

- необходимо рассматривать создание глубоких вводов на номинальном напряжении до 500 кВ включительно;
- допускается рассматривать более высокие требования по расчетным возмущениям, по сравнению с существующими нормативами. В качестве расчетных возмущений следует принять одномоментный отказ крупных энергообъектов (ТЭЦ, ПС, потеря коллектора или всех ВЛ в сечении), обуславливающий наибольшую опасность развития аварии и потерю электроснабжения значительной части или мегаполиса в целом;
- следует предусматривать кольцевые системообразующие сети 500-750 кВ вокруг мегаполисов с секционированием внутренних электрических сетей;
- допускается использование локальных устройств противоаварийного управления в качестве временной меры обеспечения допустимых электроэнергетических режимов до устранения ограничений посредством электросетевого строительства;
- необходимо предусматривать возможность оснащения автономными источниками аварийного электроснабжения наиболее ответственных потребителей.

2.1.2. Регулирование напряжения и потоков мощности

Для повышения управляемости режимов работы ЕНЭС в целях сокращения числа сетевых ограничений, повышения качества и снижения потерь электроэнергии в сети при перспективном развитии ЕНЭС, при разработке проектов нового строительства, комплексной реконструкции и технического перевооружения, а также в рамках реализации специальных программ следует:

- предусматривать установку современных средств компенсации реактивной мощности (управляемых и неуправляемых), в т.ч.: шунтирующих реакторов, статических тиристорных компенсаторов (СТК, СТАТКОМ) и т.д.;
- оснащать ВЛ, при наличии обоснований, устройствами продольной компенсации индуктивного сопротивления, в т.ч. управляемыми;
- осуществлять замену старых ненадежных устройств РПН (авто)трансформаторов на базе асинхронных двигателей на современные высокоточные высоконадежные РПН в т.ч. на базе вентильного двигателя с постоянными магнитами, обеспечивающего непосредственное соединение с валом переключателя РПН (исключающего механические и электромеханические узлы управления работой электродвигателя), оснащенного системой автоматического контроля, счетчиком импульсов, системой контроля выдачи сигналов на дистанционный пульт управления РПН;
- внедрять технологии управления нагрузкой сети с учетом информации о фактических режимах работы оборудования (температуры проводов ВЛ, температуры обмоток/масла (авто)трансформаторов и т.д.).

Внедрение современных средств регулирования напряжения и реактивной мощности в ЕНЭС должно сопровождаться совместной с ОАО «СО ЕЭС» разработкой принципов их комплексного использования.

Внедрение (совместно ОАО «СО ЕЭС») технологий управления нагрузкой сети с учетом информации о фактических режимах работы оборудования должно сопровождаться их интеграцией в централизованные и локальные комплексы противоаварийной автоматики ЭЭС.

Выбор оптимального вида или комплекса средств компенсации реактивной мощности и регулирования напряжения должен осуществляться в проектной документации с учетом схемно-режимных особенностей рассматриваемого узла ЭЭС, в т.ч. с учетом: режимов работы генерирующих источников, ограничений пропускной способности, ограничений по условиям статической, динамической и результирующей устойчивости, электромагнитных воздействий, создаваемых указанным оборудованием, и влияющих на его нормальное функционирование (внутренних перенапряжений, резонансных явлений), быстродействия, экономических показателей и условий эффективного сервисного обслуживания.

2.2. Подстанции (ПС)

Основные требования к схемам ПС, выбору и размещению основного оборудования, системам АСУ ТП, РЗА и ПА, АИИС КУЭ и связи, а также строительной части ПС изложены в «Нормах технологического проектирования ПС переменного тока с высшим напряжением 35÷750 кВ» (Л9).

Ниже приведены основные требования, выполнение которых обязательно в проектной документации по новому строительству, техническому перевооружению и реконструкции ПС.

2.2.1. Схемы электрические принципиальные распределительных устройств (РУ) 35 - 750 кВ

Подробный алгоритм и требования к выбору схем РУ 35-750 кВ изложены в стандартах ОАО «ФСК ЕЭС»:

– Схемы электрические принципиальные распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения (Л29);

– Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ (Л30).

При этом:

– схемы электрические принципиальные РУ ПС должны обеспечивать:

- надежность функционирования конкретной ПС и прилегающей сети;
- удобство эксплуатации, заключающееся в простоте и наглядности схем, снижающих вероятность ошибочных действий персонала, возможности минимизации числа коммутаций в первичных или вторичных цепях при изменении режима работы электроустановки;

• техническую гибкость, заключающуюся в возможности приспособливаться к изменяющимся режимам работы электроустановки, в т.ч. при плановых и аварийно-восстановительных ремонтах, расширении, реконструкции и испытаниях;

• компактность;

• экологическую чистоту;

• технически обоснованную экономичность.

– схемы электрические принципиальные РУ ПС должны быть типовыми, при этом, как правило:

• для ОРУ 330-750 кВ должны применяться схемы с двумя и полутора выключателями на присоединение с исключением применения схем «шестиугольник»;

• для ОРУ 220 кВ должны применяться схемы с полутора выключателями на присоединение; при соответствующем обосновании допускается применение схем с одним выключателем на присоединение, как правило, без обходных систем шин (применение обходных систем шин допускается при наличии соответствующих обоснований);

• для ОРУ 110 и 35 кВ должны применяться схемы с одним выключателем на присоединение, как правило, без обходных систем шин (применение обходных систем шин допускается при наличии соответствующих обоснований);

- для КРУЭ 330-500 кВ должны применяться схемы с двумя выключателями на присоединение; при соответствующих обоснованиях, допускается применение схем с полутора выключателями на присоединение;

- для КРУЭ 220 кВ должны применяться схемы с одним или полутора выключателями на присоединение;

- для КРУЭ 110 кВ должны применяться схемы с одним выключателем на присоединение (при наличии соответствующих обоснований, допускается предусматривать наличие двух систем шин (обходной системы шин) с возможностью перевода на нее наиболее ответственных или всех присоединений путем производства оперативных переключений);

- допускается применение обходных систем шин в ОРУ 35-220 кВ, с которых осуществляется плавка гололеда на проводах и тросах подходящих ВЛ;

- питание сторонних потребителей 6 - 35 кВ рекомендуется осуществлять от отдельных трансформаторов 110 кВ или 220 кВ; в этом случае третичные обмотки главных (авто)трансформаторов следует выполнять на номинальное напряжение 20 - 35 кВ с целью повышения надежности машин и оборудования собственных нужд ПС за счет снижения значений токов короткого замыкания;

- принципиальные электрические схемы РУ должны обеспечивать возможность их расширения в перспективе; при отсутствии исходных данных по количеству перспективных присоединений следует закладывать возможность расширения:

- для РУ 330 кВ и выше - не менее чем на два присоединения;

- для РУ 35-220 кВ - не менее чем на четыре присоединения.

2.2.2. Строительные решения при новом строительстве, техническом перевооружении, реконструкции и ремонте ПС

- при строительстве ПС должны, как правило, применяться типовые решения;

- сокращение площадей ПС путем оптимизации схемно-компоновочных решений, при условии сохранения надежности;

- с целью повышения надежности функционирования ПС ЕНЭС и прилегающих энергоузлов за счет повышения готовности оборудования, минимизации влияния «человеческого фактора», исключения влияния внешних климатических факторов, а также с целью повышения безопасности оперативного и ремонтного персонала, минимизации влияния ПС на экологию, их компактизации и повышения эстетического вида, оптимизации эксплуатации, необходимо:

- вновь сооружаемые и реконструируемые РУ 6-35 кВ, с количеством питаемых присоединений 4 и более, а также РУ, от которых осуществляется питание СН ПС, выполнять закрытыми с применением традиционного оборудования или, при необходимости, оборудования КРУЭ;

- вновь сооружаемые и реконструируемые РУ 110-330 кВ - выполнять предпочтительно с применением оборудования КРУЭ с учетом обеспечения надежной защиты оборудования КРУЭ от высокочастотных коммутационных перенапряжений и решения вопросов электромагнитной совместимости устройств РЗА, ПА, АСУ ТП и т.д.;

- вновь сооружаемые и реконструируемые РУ 500 кВ ПС, расположенных в городах, в областях мегаполисов, в районах с абсолютным минимумом температур ниже -45°C , на землях сельхоз назначения и лесхозов, в национальных парках и заповедниках, в районах с IV СЗА и выше, в прибрежных районах, а также РУ электрических станций должны выполняться закрытыми с применением оборудования КРУЭ;
- при новом строительстве и реконструкции ПС должна предусматриваться возможность их расширения в перспективе за счет:
 - увеличения (авто)трансформаторной мощности путем замены АТ/Т на АТ/Т следующей мощности (из ряда номинальных мощностей) или установки дополнительного АТ/Т (с соответствующим обоснованием);
 - увеличения количества присоединений путем резервирования места; а в случае, если расширение планируется ранее пяти лет с момента ввода ПС, - путем обеспечения готовности ячеек;
- на ПС с закрытыми РУ 110 - 500 кВ рекомендуется предусматривать использование тепла АТ/Т для обогрева помещений;
- реконструкция РУ 110-750 кВ ПС должна выполняться на новом месте с организацией перезаводов в них присоединений; поячеечная реконструкция ОРУ допускается при наличии специальных обоснований;
- при проектировании закрытых ПС рекомендуется предусматривать отдельные здания для РУ и (авто)трансформаторов 110 кВ и выше;
- облегченные предварительно-напряженные железобетонные стойки, железобетонные сваи, монолитные и сборно-монолитные фундаменты под оборудование;
 - монолитные и сборные, в т.ч. поверхностные и свайные железобетонные (буронабивные, в т.ч. с уширением и без уширения) фундаменты под порталы;
 - при новом строительстве, комплексном техническом перевооружении и реконструкции (авто)трансформаторы рекомендуется устанавливать на пути перекачки; при соответствующем обосновании допускается безрельсовая (бескареточная) установка;
 - минимизация производства земляных работ за счет применения различных типов сборных железобетонных и свайных фундаментов (призматические железобетонные сваи, буронабивные сваи, сваи с закрылками, винтовые якоря и сваи), малозаглубленных и поверхностных фундаментов, термосвай и якорей в вечномерзлых грунтах, стержневых заделок в скальных грунтах;
 - применение высокоэффективных рабочих буровых органов для проходки скважин в крепких породах и скальных грунтах;
 - применение новых высокоэффективных материалов для защиты от коррозии строительных конструкций, коррозионностойких сталей повышенной прочности для изготовления металлоконструкций порталов и опорных конструкций под оборудование;
 - преимущественное использование кирпича или другого близкого по физико-техническим свойствам материала с применением энергосберегающих технологий. Наружная отделка зданий - облицовочный кирпич, керамогранит или навесные облицовочные панели, вентилируемый фасад;

- производственные и хозяйственные резервуары должны выполняться из монолитного железобетона плотностью не менее W8 или из сборных бетонных блоков с гидроизоляцией посредством стальной рубашки;
- очистные сооружения могут сооружаться в металлическом каркасе с облицовкой сэндвич-панелями. Очистные сооружения в районах с абсолютным минимумом температур ниже -45°C рекомендуется выполнять в металлических резервуарах с утеплением из напыляемого пенополиуретана (ППУ), гидроизоляцией посредством стальной рубашки, с использованием электрообогрева очистных сооружений наружной установки, дренажных труб с автоматической регулировкой температуры;
- наружные сети хозяйственно-питьевого и противопожарного водопровода низкого давления следует предусматривать из раструбных напорных труб ПВХ типа «Т» комплектно с резиновыми кольцами по ГОСТ Р51613-2000. Для районов с абсолютным минимумом температур ниже -45°C рекомендуется использовать систему гибких полиэтиленовых трубопроводов с ППУ со встроенной системой электрообогрева;
- для районов с абсолютным минимумом температур ниже -45°C рекомендуется использоваться встроенную систему электрообогрева резервуаров противопожарного водоснабжения с измерением уровня воды и передачей информации на пульт дежурного ПС;
- наружные сети бытовой канализации - из безнапорных труб ПВХ комплектно с уплотнительными кольцами по ТУ 6-19-307-86. Для районов с абсолютным минимумом температур ниже -45°C наружные сети бытовой канализации рекомендуется изготавливать из труб ПНД со встроенной системой электрообогрева;
- при устройстве маслоприемных устройств маслonaполненного оборудования использовать метод заливного армированного бетона с использованием полимерных добавок для улучшения характеристик бетона;
- окраску бетонных поверхностей осуществлять маслостойкой краской для защиты поверхности от трансформаторного масла;
- применение новых эффективных материалов для ограждающих и кровельных конструкций, полов и отделки помещений зданий. С появлением новых гидроизоляционных материалов целесообразно вернуться к вопросу об исключении применения плоских кровель при строительстве ПС;
- выполнение экологических мероприятий в соответствии с действующим законодательством по охране природы;
- объединение проектных решений в единый архитектурно-промышленный комплекс, применение единого корпоративного стиля оформления фасадов зданий и сооружений с использованием элементов утвержденного корпоративного стиля (цветовые решения, эмблемы и т.п.).

2.2.3. Основное оборудование

Силовые трансформаторы, автотрансформаторы (АТ) и реакторы:

- АТ, трансформаторы (в т.ч. линейно-регулируемые), шунтирующие управляемые и неуправляемые (УШР, ШР) и компенсационные реакторы, как правило, должны оснащаться:

- АТ, трансформаторы - устройствами РПН комплектно с регулятором напряжения с возможностью работы в автоматическом и ручном дистанционном режиме с удаленного пункта управления;
- датчиками контроля состояния изоляции вводов ВН, СН, температуры верхних слоев масла бака оборудования, температуры масла на входе и выходе охладителей, положения РПН, датчиками газо- и влагосодержания трансформаторного масла, а также выводом релейных сигналов технологических защит систем охлаждения, устройства РПН, релейных сигналов питания защит трансформатора и т.д. для систем автоматической диагностики (мониторинга) и АСУ ТП.
 - магнитопроводы со сниженными потерями за счет применения высококачественной электротехнической стали с уровнем удельных потерь 0,8 Вт/кг при индукции 1,5 Тл; применение сталей толщиной 0,23-0,3 мм; сборка магнитопроводов по технологии с косым стыком «Step Lap».
 - обмотки из транспонированного провода со клейкой. Прессующая система из электрокартона не подверженного усадке.
 - вводы 110-500 кВ герметичные, без избыточного давления, без расширительного бачка, с твердой RIP изоляцией.
 - наличие измерительного вывода ПИН; не менее четырех трансформаторов тока, кроме того один трансформатор тока класса точности 0,2 для целей мониторинга.
 - маслонасосы прямоточного типа. Режимы управления охлаждением: ручной, автоматический режим М/Д/ДЦ.
 - функции системы управления охлаждением:
 - управление системой охлаждения по показателям нагрузочной способности и контроль состояния каждого электродвигателя системы охлаждения в отдельности;
 - возможность плавного пуска и уменьшения пусковых токов;
 - защита электродвигателей от перегрузки и короткого замыкания;
 - защита электродвигателей охладителей от исчезновения фазы и от асимметрии фаз;
 - индикация нагрузки электродвигателей;
 - обнаружение ненагруженного двигателя или работающего с повышенным моментом нагрузки.
 - конструкция охлаждающих устройств (радиаторов) - пластинчатая (плоско-штампованные радиаторы, оцинкованные методом горячего погружения).
 - АТ с номинальным напряжением обмотки НН, как правило, 20-35 кВ в целях снижения значений токов короткого замыкания.
 - АТ со сниженной мощностью обмотки НН (за исключением случаев подключения к ней СКРМ).
 - третичные обмотки (авто)трансформаторов, от которых осуществляется питание потребителей 6-35 кВ, должны иметь и группу соединения, соответствующие принятым в питаемых распределительных сетях.
 - пониженный уровень шума не более 85 дБ, для вновь проектируемых моделей - не более 75 дБ.
 - установка горизонтальная (без уклона в сторону расширителя).
 - шкафы автоматического управления охлаждением трансформатора должны быть оцинкованными или изготовлены из нержавеющей стали (степень защиты

не ниже IP55 по ГОСТ 14254), обеспечивать автоматическое поддержание температуры внутри шкафа; должно быть обеспечено наличие контроля доступа в шкаф с сигнализацией, ручное управление каждым из установленных маслонасосов и вентиляторов обдува, плавный пуск и токовая защита электродвигателей маслонасосов и вентиляторов, контроль состояния (исправности) коммутационных аппаратов, управляющих двигателями, наличие панели дистанционного управления (устанавливаемой в ОПУ) для оперативного управления и визуализации состояния системы охлаждения, наличие канала связи для передачи в систему мониторинга или АСУ ТП информации о состоянии системы охлаждения самодиагностика шкафа.

- требования к надежности:
 - срок службы - не менее 30 лет;
 - гарантийный срок - не менее 36 месяцев;
 - отсутствие необходимости капитального ремонта в течение всего срока службы;
 - отсутствие необходимости подпрессовки обмоток в течение всего срока службы;
 - повышенная устойчивость к железнодорожной транспортировке (обязательное наличие датчика ускорений).
- уровень радиопомех не более 2500 мкВ.
- уровень вибраций для ШР не более 60 мкм.
- взрывобезопасность за счет применения систем предотвращения разгерметизации корпуса при внутренних повреждениях (клапаны, системы предотвращения взрывов и пожаров).
 - наличие необслуживаемой системы воздухоосушения.

Коммутационная аппаратура:

- элегазовые выключатели 110-750 кВ колонковые и баковые взрыво- и пожарозащищенные (наличие клапанов сброса давления), преимущественно с пружинными приводами, с устройством синхронной коммутации для аппаратов в цепи ШР и конденсаторной батарее;
 - переход к полимерным покрышкам колонковых выключателей;
 - вакуумные выключатели (в отдельных случаях - элегазовые) - в закрытых распределительных устройствах 6-35 кВ;
 - разъединители пантографного, полупантографного и горизонтально-поворотного типа на напряжение 330-750 кВ; оснащение разъединителей, в т.ч. заземляющих ножей на напряжение 35-750 кВ электродвигательными приводами, высокопрочными фарфоровыми или полимерными опорными изоляторами, необслуживаемые поворотные узлы и механизмы;
 - комбинированные коммутационные выключатели-разъединители: коммутационные аппараты, способные:
 - существенно упростить производство оперативных переключений;
 - включать, проводить и отключать токи при нормальных условиях в цепи;
 - включать, проводить в течение нормированного времени и отключать токи при нормированных аномальных условиях в цепи, таких как короткое замыкание;
 - обеспечивать в отключенном положении изоляционный промежуток, удовлетворяющий нормированным требованиям к разъединителям;

- обоснованная минимизация объемов технического обслуживания коммутационных аппаратов;
- отсутствие необходимости капитального ремонта выключателей в течение всего срока службы;
- при рабочих значениях климатических факторов внешней среды при эксплуатации высоковольтные выключатели должны сохранять свои номинальные параметры и работоспособность.

Рекомендации: применение полимерной внешней изоляции (полимерные покрышки) для вводов баковых выключателей 110-220 кВ, эксплуатируемых в сложных климатических условиях и районах с повышенным загрязнением.

Измерительные трансформаторы:

- трансформаторы тока 110 кВ и выше с классом точности обмоток для целей АИИС КУЭ не хуже 0,2S, обеспечивающие повышенную надежность, взрыво- и пожаробезопасность;
- элегазовые и маслонаполненные трансформаторы тока;
- емкостные трансформаторы напряжения 110 кВ и выше с классом точности обмоток для целей АИИС КУЭ не хуже 0,2;
- антирезонансные электромагнитные трансформаторы напряжения 110 кВ и выше, при соответствующем проектном обосновании, для установки на объектах расширения и реконструкции со значительной вторичной нагрузкой;
- отсутствие необходимости ремонта в течение всего срока службы;
- применение емкостных делителей с пониженным значением температурного коэффициента емкости;
- сниженный объем масла;
- применение литых коррозионностойких корпусов.
- комбинированные трансформаторы тока и напряжения для установки в ячейках ВЛ 110-500 кВ в целях компактизации РУ.

Рекомендации: применении гидрофобных покрытий или полимерных покрышек для снижения эксплуатационных издержек и повышения взрывобезопасности;

Компактные комплектные распределительные устройства и токопроводы:

- не должны требовать капитального ремонта за весь срок службы;
- все модули КРУЭ должны быть малообслуживаемыми;
- коммутационный и механический ресурс коммутационных аппаратов должен быть обеспечен на весь срок службы КРУЭ;
- гарантийный срок - 5 лет;
- срок службы КРУЭ не менее 30 лет;
- должны быть укомплектованы системой мониторинга и диагностики (измерение плотности элегаза с возможностью визуального контроля, наличие встроенных датчиков ЧР с системой непрерывной сигнализации ЧР и возможностью подключения портативных устройств для расшифровки уровней и характера сигналов);
- конструкция КРУЭ должна предусматривать вывод в ремонт любого газового объема без полного отключения КРУЭ;
- для подключения присоединений в ячейки КРУЭ 110-500 кВ должны предусматриваться кабели 110-500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена; при соответствующем обосновании - элегазовые токопроводы напряжением 110-500 кВ;
- КРУЭ должны обеспечивать номинальные параметры при нижнем значении температуры окружающего воздуха до -5°C , элегазовые токопроводы наружной

установки - при температуре окружающего воздуха до -60°C с учетом охлаждающего действия ветра;

- в конструкции элегазовых токопроводов должны быть предусмотрены компенсирующие устройства в границах перепада температур и в границе разделения фундаментов здания КРУЭ и наружных опор токопроводов температурными швами;

- конструкция КРУЭ должна предусматривать возможность доступа обслуживающего персонала к каждому коммутационному аппарату (в т.ч. должны предусматриваться передвижные либо стационарные площадки обслуживания);

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН):

Применение ОПН на основе оксидно-цинковых резисторов для всех классов напряжений, взрывобезопасных с достаточной энергоемкостью и защитным уровнем.

Устройства компенсации реактивной мощности:

- управляемые статические средства продольной и поперечной компенсации на базе современной силовой электроники:

- шунтирующие шинные и линейные реакторы 110-500 кВ, в т.ч. управляемые подмагничиванием или тиристорными вентилями с использованием трансформаторов с напряжением короткого замыкания, равным 100%;
- статические компенсаторы тиристорные (СТК) и транзисторные (СТАТКОМ);
- вакуумно-реакторные и тиристорно-реакторные группы, коммутируемые выключателями с повышенным коммутационным ресурсом, оснащенными устройством синхронной коммутации;
- управляемые устройства продольной компенсации.

- экологически безопасные, пропитанные жидким синтетическим диэлектриком, и сухие конденсаторы для фильтровых и шунтовых батарей, устройств продольной компенсации.

Собственные нужды ПС

При организации собственных нужд ПС необходимо:

- осуществлять питание электроприемников СН переменного тока ПС от двух независимых источников (для ПС 330 кВ и выше - от трех по схеме явного резерва);

- иметь на ПС собственные источники электроэнергии, обеспечивающие автономную работу ПС не менее одного часа при полной потере внешнего питания СН и последующий пуск ПС «с нуля»;

- применять кабели напряжением выше 1 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, ниже 1 кВ - с изоляцией, не поддерживающей горение;

- обеспечивать отдельную работу секций 0,4 кВ собственных нужд с АВР, предусматривать отдельную работу без АВР цепей, имеющих питание от разных секций 0,4 кВ (питание приводов разъединителей, заводки пружин приводов выключателей и пр.);

- применять защитную коммутационную аппаратуру с возможностью создания видимых разрывов;

- использовать в качестве вводных и секционных защитных аппаратов на стороне 0,4 кВ селективные автоматические выключатели.

Ограничения по применению технологий

Запрещается применять:

- силовые трансформаторы и реакторы с расчетным сроком службы менее 30 лет;
- вращающиеся электрические машины для компенсации реактивной мощности, кроме асинхронизированных компенсаторов при наличии специальных обоснований;
- воздушные, масляные выключатели 110-750 кВ;
- маломасляные выключатели 6-220 кВ;
- выключатели 110 кВ и выше с пневматическими и электромагнитными приводами;
- трансформаторы тока 110 кВ и выше с классом точности обмотки для целей АИИС КУЭ хуже 0,2S, для целей АСУ ТП и мониторинга - хуже 0,2;
- трансформаторы тока 35 кВ и ниже с классом точности обмотки для целей АИИС КУЭ хуже 0,5S, для целей АСУ ТП - хуже 0,5;
- трансформаторы напряжения 110 кВ и выше без отдельной обмотки для целей АИИС КУЭ;
- трансформаторы напряжения 110 кВ и выше с классом точности обмотки для целей АИИС КУЭ хуже 0,2;
- трансформаторы напряжения 35 кВ и ниже с классом точности обмотки для целей АИИС КУЭ хуже 0,5;
- разъединители вертикально-рубящего типа напряжением 110-750 кВ;
- разъединители без двигательного привода;
- засыпку гравием маслоприемников (авто)трансформаторов и шунтирующих реакторов с устройством огнепреградителей;
- маслонаполненные корпуса для присоединения (авто)трансформаторов к КРУЭ;
- вентильные разрядники;
- схемы электроснабжения без автоматического ввода резерва (АВР);
- кабели с бумажно-масляной изоляцией и маслонаполненные;
- аккумуляторные батареи с гелеобразным электролитом;
- аккумуляторные батареи со сроком эксплуатации менее 15 лет;
- оборудование, в котором применяется трихлордифенил (ТХД).

При проведении комплексной реконструкции, расширении и новом строительстве не рекомендуется:

- применять под оборудование ПС железобетонные стойки типа УСО.

2.2.4. Технические решения по оснащению ПС инженерно-техническими средствами охраны (ИТСО)

В состав ИТСО должны входить:

- инженерные средства охраны;
- технические средства охраны.

2.2.4.1. Инженерные средства охраны

Инженерные средства охраны включают в себя:

- ограждение территории объекта;
- верхнее дополнительное ограждение объекта (представляет собой спиральный барьер «Егоза» и устанавливается поверх основного ограждения);
- нижнее дополнительное ограждение от подкопа (при необходимости устанавливается под основным ограждением);
- контрольно-пропускной пункт (КПП) на въездах (входах) на территорию и, при необходимости, в здания и сооружения объектов;
- элементы инженерной укрепленности (ворота, калитки, двери, окна и т.п.);
- пешеходная тропа;
- технологическое ограждение ОРУ;
- периметральное охранное освещение;
- средства предупреждения (предупреждающие плакаты, указатели);
- противотаранное устройство.

2.2.4.1а Ограждение территории объекта

Ограждение выполняется высотой не менее 2,4 м. Ограждение должно быть сплошным, из ж/б конструкций (в обязательном порядке для Северо-Кавказского федерального округа), в соответствии с 3-4 классом защиты (РД 78.36.003-2002). Допускается использование каменной, кирпичной кладки, сплошного металлического листа.

2.2.4.1.б. Верхнее дополнительное ограждение объекта

Верхнее дополнительное ограждение устанавливается на основное ограждение. Оно представляет собой спиральный барьер «Егоза». Спиральный барьер безопасности должен быть установлен ровно, без провисаний и отклонений от линии ограждения за периметр или внутрь него. Требования к Спиральному барьеру безопасности «Егоза»:

- направляющая проволока должна быть оцинкованной высокоуглеродистой, диаметром не менее 2,4 мм;
- толщина оцинкованной ленты не менее 0,5 мм;
- диаметр спирали в рабочем (растянутом) положении, не менее 500±20 мм;
- количество витков на 1 п/м, шт. - не менее 5.

2.2.4.1.в. Нижнее дополнительное ограждение от подкопа

Нижнее дополнительное ограждение для защиты от подкопа должно устанавливаться под ограждением с заглублением в грунт не менее 50 см. Оно

должно выполняться в виде бетонированного цоколя или сварной решетки из прутков арматурной стали диаметром не менее 16 мм, с ячейками размерами не более 150×150 мм, сваренной в перекрестиях.

2.2.4.1.г. Контрольно-пропускной пункт

КПП должен обеспечивать необходимую пропускную способность прохода людей и проезда транспорта.

В здании КПП предусмотреть:

- коридор для прохода сотрудников и посетителей ПС не менее 8 м²;
- помещение дежурного для размещения технических средств охраны и оформления пропусков (карточек) не менее 8 м²;
- комнату досмотра не менее 5 м²;
- комнату для хранения личных вещей персонала и посетителей объекта не менее 4 м²;
- оружейную комнату не менее 2,75 м²;
- санузел не менее 2,75 м²;
- помещение для хранения сушки очистки уборочного инвентаря не менее 3 м²;
- электрощитовую не менее 2,75 м².

2.2.4.1.д. Элементы инженерной укреплённости (ворота, калитки и т.д.)

Ворота устанавливаются на автомобильных и железнодорожных въездах на территорию объекта. По периметру территории охраняемого объекта могут устанавливаться как основные, так и запасные или аварийные ворота. Конструкция ворот - сплошные из металлоконструкций.

Высота ворот должна составлять не менее 2,5 м. Ворота должны быть оборудованы дополнительным ограждением высотой не менее 500±20 мм. Конструкция ворот и калиток должна соответствовать категории и классу - не ниже У-I, согласно ГОСТ 51242-98 и обеспечивать их жесткую фиксацию в закрытом положении.

Ворота с электроприводом и дистанционным управлением должны оборудоваться устройствами аварийной остановки и открытия вручную на случай неисправности или отключения электропитания. Ворота следует оборудовать ограничителями или стопорами для предотвращения произвольного открывания (движения).

Запирающие и блокирующие устройства при закрытом состоянии ворот должны обеспечивать соответствующую устойчивость к разрушающим воздействиям и сохранять работоспособность при повышенной влажности в широком диапазоне температур окружающего воздуха -40 до +50° С), прямом воздействии воды, снега, града, песка и других факторов. При использовании замков в качестве запирающих устройств основных ворот, следует устанавливать замки гаражного типа или висячие (навесные).

Калитку следует запирать на врезной, накладной замок или на засов с висячим замком.

2.2.4.1.е. Пешеходная тропа

Пешеходная тропа располагается с внутренней стороны ограждения (ширина не менее 1 м.) по всему периметру контролируемой зоны подстанции.

2.2.4.1.ж. Технологическое ограждение ОРУ

Высота технологического ограждения ОРУ должна быть не менее 1,5 м. Ограждение должно быть сетчатым или решетчатым из металла.

2.2.4.1.з. Системами периметрального охранного освещения:

Периметр территории, здания охраняемого объекта должен быть оборудован системой охранного освещения согласно ГОСТ 12.1.046-85.

Охранное освещение должно обеспечивать необходимые условия видимости ограждения территории, периметра здания, тропы наряда (путей обхода).

Сеть охранного освещения по периметру объекта и на территории должна выполняться отдельно от сети наружного освещения и разделяться на самостоятельные участки в соответствии с участками охранной сигнализации периметра и охранного телевидения. Сеть охранного освещения должна подключаться к отдельной группе щита освещения, расположенного в помещении охраны или на КПП. Допускается установка щита освещения на внешней стене КПП со стороны охраняемой территории. Щит освещения должен быть закрыт на навесной замок.

В состав охранного освещения должны входить:

- осветительные приборы;
- кабельные и проводные сети;
- аппаратура управления.

Система охранного освещения должна обеспечивать:

- освещенность горизонтальную на уровне земли или вертикальную на плоскости ограждения, стены не менее 0,5 лк в темное время суток;
- равномерно освещенную сплошную полосу шириной не менее 4 м;
- возможность автоматического включения дополнительных источников света на отдельном участке охраняемой территории (периметра) при срабатывании охранной сигнализации;
- ручное управление работой освещения из помещения КПП, помещения охраны;
- совместимость с техническими средствами охранно-пожарной сигнализации и охранного телевидения;
- непрерывность работы на КПП, в помещении и на постах охраны.

2.2.4.1.и. Средства предупреждения

На ограждении следует размещать таблички типа: «Не подходить! Запретная зона» и другие указательные и предупредительные знаки.

2.3.4.1.к. Противотаранное устройство

Противотаранное устройство устанавливается перед основным КПП подстанции при получении достоверной информации об угрозе совершения террористического акта.

2.2.4.2. Технические средства охраны

В составе типового оснащения объектов ОАО «ФСК ЕЭС» предусмотрено применение следующих ТСО:

- Охранно-пожарная сигнализация;
- контроль и управление доступом;
- охранное телевидение;
- тревожная сигнализация и охранное оповещение;
- оперативная телефонная связь;
- телекоммуникационная система;
- система громкоговорящего оповещения;
- системы электропитания;

Технические средства охраны объектов ОАО «ФСК ЕЭС» интегрируются в Комплексную автоматизированную систему управления безопасностью (далее КАСУБ) обеспечивающую возможность мониторинга состояния объектов и управления силами и средствами из МЭС, ПМЭС и ИА «ФСК ЕЭС».

Охранно-пожарная сигнализация

Охранно-пожарная сигнализация предназначена для своевременного оповещения сотрудников службы безопасности объекта о факте несанкционированного пересечения периметра (преодоления защитного ограждения), проникновения в защищаемые помещения объекта, а также о возникновении пожара на объекте.

Охранная сигнализация включает в себя объектовую охранно-пожарную сигнализацию (ООПС) и охранную сигнализацию периметра (ОСП).

Объектовая охранно-пожарная сигнализация

Техническими средствами ООПС охранной сигнализации зданий оснащаются следующие здания и сооружения подстанции:

- общеподстанционный пункт управления (ОПУ);
- проходная (контрольно пропускной пункт - КПП);
- закрытые распределительные устройства (ЗРУ);
- склады;
- гараж;
- насосная станция пожаротушения.

В указанных зданиях и сооружениях охранные извещатели ООПС с выводом на концентрирующую аппаратуру поста охраны устанавливаются на:

- двери запасных и основных входов зданий, выходов на крышу;
- двери и остекленные проемы в комнате для хранения оружия, в административных помещениях, аппаратных (кроссовых), хранилищах материальных ценностей и в помещениях технологических установок жизнеобеспечения;
- вентиляционные шахты, воздухозаборники, венткороба, технические каналы и люки сечением более 200×200 мм, выходящие за пределы охраняемых помещений;
- двери приборных шкафов, в которых размещается оборудование.

Пожарные извещатели ООПС устанавливаются в помещениях: ОПУ, ЗРУ, КПП, склада, гаража.

Охранная сигнализация периметра

Для обнаружения попыток нарушителя преодоления ограждения проломом или перелазанием применяется система однорубежной охранной сигнализации на основе вибрационной системы охраны.

Принцип действия системы основан на регистрации деформации специализированного чувствительного элемента (кабеля), установленного на спиральном барьере «Егоза», поверх основного ограждения.

Крыша КПП, въездные ворота на территорию объекта и пешеходные калитки оборудуются всепогодными пассивными инфракрасными извещателями.

Средства контроля и управление доступом

Средства контроля и управления доступом (СКУД) решают задачи определения правомочности прохода лиц в зонах пешеходного перемещения персонала и въезда (выезда) транспортных средств и обеспечивают реализацию следующих основных функций:

- организацию доступа сотрудников на объект, в выделенные зоны и помещения в соответствии с их уровнем доступа (в том числе и по времени) и категорией зоны или помещения;
- приоритетное отображение тревожной информации;
- дистанционное управление и контроль состояния дверей в контролируемые зоны и помещения (открыты или закрыты);
- временной и персональный контроль перемещений сотрудников и посетителей по объекту;
- возможность автономной работы контроллеров системы с сохранением основных необходимых функций при отказе связи с пунктом централизованного управления;
- возможность изготовления пропусков как для постоянных сотрудников и транспортных средств, так и для гостей (посетителей), при этом должен вестись полный архив изготавливаемых и выдаваемых пропусков.

Охранное телевидение

Система охранного телевидения (СОТ) предназначена для дистанционного наблюдения участков территории и помещений как внутри объекта, так и вблизи него при помощи фиксировано наведенных (стационарных) и позиционируемых (поворотных) видеокамер цветного изображения.

СОТ может решать задачи:

- наблюдения - оценка обстановки на просматриваемом участке территории (сцене);
- верификации тревог - просмотр оператором необходимой сцены по сигналу от извещателей охранной сигнализации или СКУД для подтверждения факта нештатной ситуации;
- регистрации событий (видеозаписи);
- автоматического обнаружения проникновения - анализ изображения и выдача сигнала тревоги по обнаружению движения.

СОТ создается с применением сетевых технологий (IP-система) на основе сетевого видеорежистратора и IP-видеокамер.

В состав СОТ входят:

- видеокамеры;
- видеорежистратор;
- коммутаторы;
- автоматизированные рабочие места.

Источниками видеосигналов служат стационарные и позиционируемые сетевые видеокамеры (IP-видеокамеры).

Для обзора внутренней территории объекта, в том числе для контроля состояния оборудования применены цветные купольные позиционируемые (поворотные) гибридные видеокамеры.

Видеокамеры работают в режиме день-ночь - при понижении уровня освещенности происходит автоматическое переключение из полноцветного режима в чёрно - белый, что увеличивает чувствительность видеокамеры.

Видеокамеры обладают дополнительными функциями (фиксирование движения, управление сигнализацией посредством релейного выхода, обработка событий, использование сигналов от внешних датчиков сигнализации), которые могут быть использованы при внедрении различных алгоритмов работы СОТ и ее взаимодействии с другими системами охраны.

Стационарные видеокамеры оснащены вариообъективами с автодиафрагмой что обеспечивает настраивать необходимые зоны обзора от общего наблюдения периметра и территории до получения изображения пригодного для идентификации номерных знаков автотранспорта, осуществляющего въезд на территорию подстанции.

Позиционируемые видеокамеры оснащены объективами, обеспечивающим 36-тикратное оптическое увеличение объекта и имеют возможность программирования позиций для автоматического наведения.

Стационарные видеокамеры размещаются в погодных кожухах для обеспечения их работоспособности в диапазонах температур от -35°C до $+40^{\circ}\text{C}$ со степенью защиты IP66.

Позиционируемые видеокамеры имеют исполнение со степенью защиты IP-66 для работы в диапазонах температур от -40°C до $+50^{\circ}\text{C}$.

Видеокамеры вдоль периметра объекта располагаются таким образом, что бы исключить непросматриваемые участки («мертвые» зоны) и, по возможности, что бы один и тот же участок попадал в зону обзора как минимум двух видеокамер, что позволит обеспечить непрерывность наблюдения при единичном отказе видеокамер.

Видеосигналы с видеокамер поступают на сетевой видеорегиистратор, который обеспечивает их передачу пользователям и запись (архивирование).

Сетевой регистратор представляет собой сервер со специализированным программным обеспечением, обеспечивающим запись видеопотоков, поступающих от цифровых видеокамер, на его внутренние жесткие диски и внешние системы хранения, а также предоставление созданных записей пользователям для просмотра. В качестве внешней системы хранения используется массив накопителей на жестких дисках (дисковый массив).

Программное обеспечение видеорегиистратора имеет модульную структуру и включает в себя:

- модули (драйверы) подключения к камерам видеонаблюдения;
- менеджер входных и выходных видеопотоков;
- модуль трансляции видеопотоков;
- модуль записи видеопотоков.

Одновременно с процессом записи видеорегиистратор обеспечивает предоставление пользователям текущих видеопотоков с видеокамер, которые он записывает, с функциями удаленного управления камерами.

Запись каждого видеопотока осуществляется в свой виртуальный раздел на диске, который заранее определен (выделен) для соответствующей камеры. Запись может осуществляться по следующим правилам:

- непрерывная запись (хранение) по циклу: поступающие со всех видеокамер видеопотоки непрерывно записываются каждый в свой раздел с глубиной архива не менее 15 суток при записи не менее 8 кадров в секунду с разрешением не менее 704×576, когда место в разделе заканчивается, стирается самая старая запись в данном разделе и далее по кругу;

- запись по тревожным событиям: при получении видеорегистратором тревожного сообщения от смежных технических средств охраны начинает записываться видеопоток, поступающий с видеокамеры, в зоне обзора которой находится сработавший извещатель, со скоростью 25 кадров в секунду;

- запись без автоматического уничтожения: определенные записи копируются в отдельный раздел для постоянного хранения и их удаление возможно по команде оператора.

Параллельно с записью видеопоток индексируется, что позволяет быстро найти запись за интересующий день/час/минуту/секунду. Для потока в формате MJPEG возможно прореживание кадров.

Независимо от процессов записи видеорегистратор обеспечивает предоставление видеопотоков из архива по запросу оператора, при этом доступны следующие функциональные возможности:

- поиск интересующих записей по указанной камере на определенный день/час/минуту/секунду;

- просмотр в режиме реального времени видеозаписи с возможностью управления: просмотр вперед/назад и пауза;

- ускоренный просмотр (до стократного ускорения) как в прямом, так и в обратном направлении.

Отображение видеоинформации производится на АРМ оператора в различных режимах – полноэкранном, мультиэкранном, по заданной программе. АРМ выполнен на базе персонального компьютера. В состав АРМ включен дополнительный жидкокристаллический монитор с размером видимого изображения по диагонали 19 дюймов. Применение двух мониторов позволяет производить одновременный контроль территории объекта в обзорном режиме на одном мониторе и детальный просмотр отдельных зон для верификации тревог от систем охранной сигнализации, а так же просмотр архивных материалов.

Для передачи видеосигналов на объекте устанавливаются коммутаторы в промышленном исполнении. Применение сетевых решений при построении СОТ позволяет обеспечивать возможность просмотра видеоинформации, в том числе и информации видеоархива, удаленным пользователям в соответствующих службах МЭС и ИА ОАО «ФСК ЕЭС».

Тревожная сигнализация и охранное оповещение

Система тревожной сигнализации и охранного оповещения предназначена для подачи сигнала тревоги в случае угрозы или факта преступных посягательств на подстанции в соответствующие службы ОАО «ФСК ЕЭС».

Тревожная сигнализация строится на основе систем передачи коротких сообщений по спутниковому каналу связи, которая передает сигнал тревоги в соответствующие службы МЭС, ПМЭС и ИА ОАО «ФСК ЕЭС». В качестве

извещателей тревожной сигнализации применяются стационарные (на КПП и в ОПУ) и переносные тревожные кнопки.

Для оповещения персонала о выдаче сигнала тревоги (нажатии на тревожную кнопку) на объекте устанавливается сирена.

Оперативная телефонная связь

Система оперативной телефонной связи (ОТС) предназначена для обеспечения оперативной голосовой связью должностных лиц подразделений охраны ПС с соответствующими службами в МЭС и ОАО «ФСК ЕЭС».

Телефонные аппараты устанавливаются в помещении охраны КПП или, при его отсутствии, - в ОПУ.

Телекоммуникационная система

Телекоммуникационная система обеспечивает информационный обмен на уровне объекта и связь между объектами КАСУБ ОАО «ФСК ЕЭС».

Телекоммуникационная система включает в себя элементы физических сред передачи (кабели, кроссы и т.д.) и активное сетевое оборудование.

В качестве активного сетевого оборудования применяется типовое оборудование, используемое в ОАО «ФСК ЕЭС».

Коммутатор обеспечивает осуществление информационного обмена на базе технологии Ethernet (10/100/1000 Мбит/с) и стека протоколов TCP/IP при этом осуществляется:

- высокоскоростная многоуровневая коммутация;
- возможность масштабирования;
- поддержка приоритизации трафика и возможность эффективной передачи голоса и видео;
- контроль и разграничение доступа к сетевым ресурсам и изоляцию трафика внутри объекта.

Для подключения к портам коммутатора оконечных устройств применяются съемные модули типоразмера SFP для оптической и медной среды передачи.

В качестве транспортной среды между объектами предполагается применение существующих ресурсов (каналы связи) ОАО «ФСК ЕЭС». Стык между активным сетевым оборудованием телекоммуникационной системы и каналами связи должен быть выполнен в виде интерфейса Ethernet 10/100/1000 Base TX.

Система громкоговорящего оповещения

Система оповещения на охраняемом объекте и его территории создается для оперативного информирования людей о возникшей или приближающейся внештатной ситуации (аварии, пожаре, стихийном бедствии, нападении, террористическом акте) и координации их действий.

Оповещение людей, находящихся на территории объекта, осуществляется с помощью технических средств, которые обеспечивают:

- подачу звуковых сигналов в здания и помещения, на участки территории объекта с постоянным или временным пребыванием людей;
- трансляцию речевой информации о характере опасности, необходимости и путях эвакуации, других действиях, направленных на обеспечение безопасности.

Количество оповещателей, их мощность обеспечивают необходимую слышимость во всех местах постоянного или временного пребывания людей.

В качестве оповещателей используются рупорные громкоговорители без регуляторов громкости и разъемных соединений.

Количество и места расстановки громкоговорителей на территории определяется при рабочем проектировании и уточняется на месте при монтаже экспериментальным путем на разборчивость передаваемых речевых сообщений.

Управление системой оповещения осуществляется из помещения ГЩУ и комнаты охраны на КПП.

Системы электропитания

Электропитание ТСО осуществляется от однофазной сети переменного тока напряжением 220 В, частотой 50 Гц.

Все средства ТСО имеют в своем составе необходимые источники бесперебойного питания, что обеспечивает их работоспособность при пропадании напряжения сети.

2.2.5. Экология ПС

Техническая политика в области экологии ПС должна быть направлена на:

- проведение мероприятий по снижению негативного воздействия на атмосферу, гидросферу, растительный и животный мир;
- проведение мероприятий по предотвращению попадания трансформаторного масла на рельеф местности;
- применение, где это возможно, сухих реакторов, трансформаторов и конденсаторов, оптико-электронных измерительных трансформаторов;
- снижение уровня шума оборудования;
- обеспечение защиты персонала от воздействия электромагнитного поля;
- обеспечение пожаро- и взрывобезопасности оборудования;
- замену и утилизацию до 2025 года оборудования, в котором используется трихлордифенил (ТХД);
- восстановление нарушенных в процессе строительства и в результате эксплуатации природных условий;
- очистку загрязненных ливнестоков.

2.2.6. Диагностика и мониторинг оборудования

Диагностический контроль технического состояния оборудования, влияющий на надежность ЕНЭС, должен обеспечиваться в соответствии с положениями Программы развития системы диагностики (Л16):

2.2.6.1. На вновь строящихся и реконструируемых ПС должно применяться электрооборудование в конструктивном исполнении, обеспечивающем возможность организации мониторинга технического состояния под рабочим напряжением без его отключения.

2.2.6.2. Применение средств и систем автоматической (on-line) диагностики должно быть преимущественно реализовано с функцией удаленного доступа к оперативной (ретроспективной, функция «черного ящика») информации о техническом состоянии оборудования, возможность передачи оперативной информации в АСУ ТП.

2.2.6.3. Под рабочим напряжением преимущественно должен быть обеспечен непрерывный (автоматический) контроль состояния:

- силовых (авто)трансформаторов и шунтирующих реакторов по контролю:
 - параметров электроэнергии (токи, напряжения, активные, реактивные мощности, $\cos \varphi$) сторон ВН, СН, НН;
 - физико-химических характеристик трансформаторного масла (газо-влажностному содержанию);
 - качества изоляции ($\text{tg} \delta$, емкости) вводов ВН, СН;
 - уровню частичных разрядов;
 - температуры верхних слоев масла на входе и выходе охладителей;
 - технологических защит и сигнализации, систем охлаждения и устройства РПН;
- высоковольтных вводов 110 кВ и выше по изменению абсолютного значения угла диэлектрических потерь $\text{tg} \delta$ и емкости изоляции.
- трансформаторов тока 330 кВ и выше по изменению абсолютного значения угла диэлектрических потерь $\text{tg} \delta$ и емкости изоляции;
- ограничителей перенапряжений по току проводимости, количеству и величине токов срабатывания;
- выключателей и разъединителей по коммутационному ресурсу.

2.2.6.4. Эксплуатируемые проходные вводы, вводы силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов 110 кВ и выше и трансформаторы тока 330 кВ и выше должны оборудоваться системами автоматического контроля под рабочим напряжением по изменению $\text{tg} \delta$ и емкости.

2.2.6.5. Вновь монтируемые и принимаемые из ремонта элегазовые комплектные устройства и отдельно стоящие элегазовые аппараты должны испытываться повышенным напряжением от постороннего источника с измерением и локацией частичных разрядов.

2.2.6.6. Вновь монтируемые и принимаемые из ремонта силовые трансформаторы перед вводом в эксплуатацию должны испытываться путем подачи максимального рабочего напряжения с измерением и локацией частичных разрядов.

2.2.6.7. Для периодической (или непрерывной) оценки эксплуатационного состояния элегазового оборудования, кабельных вводов, измерительных

трансформаторов 110 кВ и выше должны использоваться акустические методы контроля, в т.ч. с автономным питанием и системой передачи информации по радиоканалу.

2.2.6.8. На объектах ЕНЭС должны применяться средства автоматического контроля (диагностики) системы оперативного постоянного тока, системы собственных нужд ПС.

2.2.6.9. Система заземления, в т.ч. рабочее, защитное, грозозащитное заземление, должна диагностироваться комплексно с учетом взаимного влияния и распределение токовой нагрузки по всей системе заземления. Система заземления должна обеспечивать электромагнитную обстановку, при которой уровни электромагнитных воздействий всех видов, не превышают допустимых значений для каждого конкретного устройства.

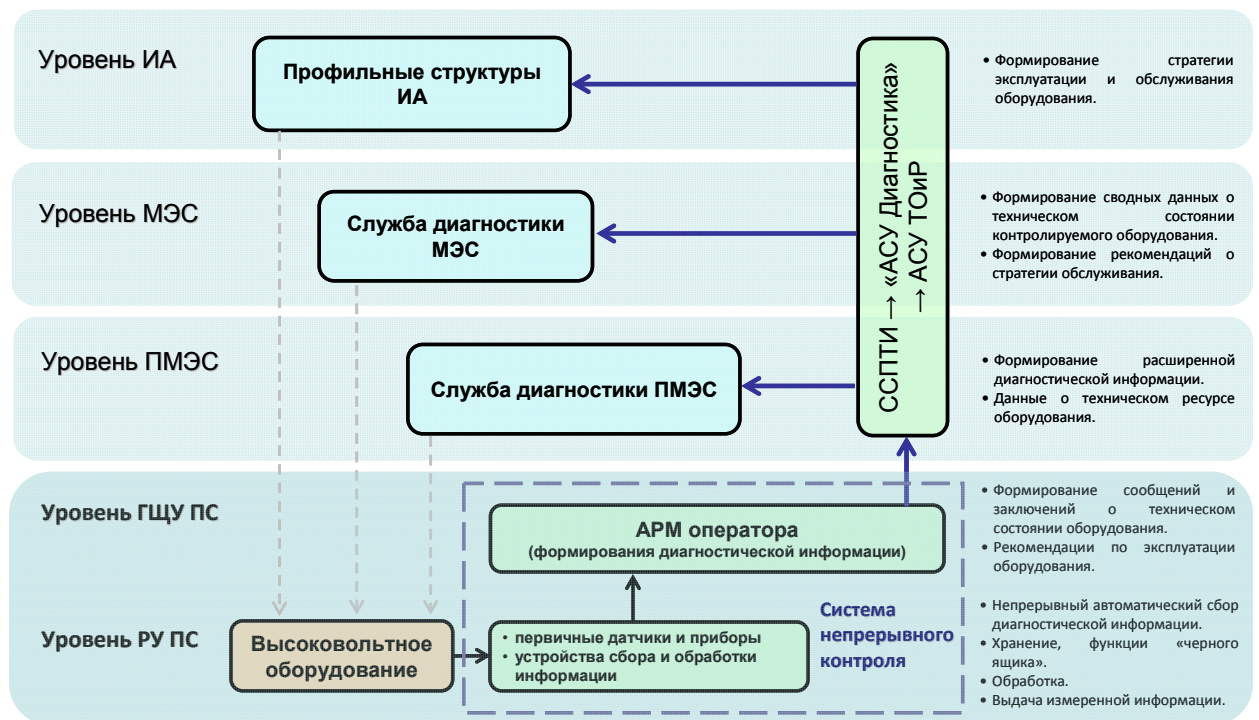


Рис. 2.1. Структурная схема диагностического контроля технического состояния оборудования с использованием систем автоматической диагностики.

2.2.7. Электромагнитная совместимость

Все устройства, кабели вторичной коммутации ПС подвергаются электромагнитным воздействиям, возникающим при коротких замыканиях, переключениях первичного оборудования, ударах молнии, работе высокочастотной связи разного назначения и т.п.

На ПС должна быть обеспечена электромагнитная обстановка, при которой уровни электромагнитных воздействий всех видов, не превышают допустимых значений для каждого конкретного устройства.

Устройства подверженные электромагнитным воздействиям: устройства РЗА, ПА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, АСТУ, системы сбора и передачи информации, противопожарные системы, системы видеонаблюдения, охранной сигнализации, системы связи, системы оперативного тока.

Техническая политика в области создания требуемой электромагнитной обстановки на ПС обеспечивается выполнением комплекса организационных и технических мероприятий:

- выполнение заземляющих устройств, обеспечивающих выравнивание потенциала на территории ПС и заземленном оборудовании;
- применение, как правило, коррозионостойких материалов со сниженным удельным сопротивлением для заземляющих устройств;
- выполнение молниезащиты, исключающей перекрытие изоляции и проникновение перенапряжений в цепи вторичной коммутации;
- выбор компоновки ПС с учетом электромагнитного влияния первичных цепей и оборудования на цепи вторичной коммутации и отдельные устройства;
- выполнение обследований на электромагнитную совместимость для вновь строящихся и реконструируемых ПС силами специализированных организаций;
- выбор способа и трасс прокладки силовых кабелей и кабелей вторичной коммутации, гарантирующих уровни наводок, помех и других влияний, допустимых для применяемых устройств ПС;
- запрет прокладки в одном кабеле цепей постоянного оперативного и переменного тока;
- принятие при необходимости дополнительных мер по обеспечению ЭМС (применение экранированных кабелей, установка фильтров в цепях питания и др.);
- принятие мер по защите электроустановок от высокочастотных коммутационных перенапряжений;
- принятие мер по защите от статического электричества;
- принятие мер по защите от радиоизлучения;
- применение на ПС волоконно-оптических кабелей;
- размещение кабельных лотков, как правило, ниже поверхности земли с организацией дренажа грунтовых и талых вод, в т.ч. в местах пересечений с коммуникациями и при вводах в здания.

2.2.8. Релейная защита и автоматика (РЗА)

Обеспечение сохранения устойчивой работы ЕНЭС, снижение ущербов при повреждении сетевого электрооборудования и от недоотпуска электроэнергии потребителям при возникновении технологических нарушений в электросетевом комплексе, в значительной степени определяется надежной работой систем релейной защиты и автоматики (РЗА).

Надежность работы системы РЗА определяется:

- техническими средствами РЗА;
- идеологией построения систем РЗА;
- системой эксплуатации устройств РЗА.

Техническая политика по обеспечению надежной работы технических средств РЗА направлена на решение следующих задач:

- поддержание в работоспособном состоянии существующих систем РЗА;
- обеспечение своевременной замены физически устаревших систем или отдельных устройств РЗА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна;
- внедрение систем РЗА, отвечающих современным требованиям.

Решение первой задачи определено действующими Правилами и нормами обслуживания устройств РЗА, в которых также отражены и условия продления срока службы, эксплуатируемых устройств.

Решение второй задачи направлено на выявление реального состояния устройств РЗА на основе выявленных дефектов при проведении профилактических проверок и неправильной работе устройств, замену устаревших или дефектных устройств на новые в основном микропроцессорные устройства.

Решение третьей задачи определено, в первую очередь, программами нового строительства и комплексного технического перевооружения и реконструкции и предусматривает выполнение следующих основных требований:

- снижение времени отключения коротких замыканий за счет повышения быстродействия устройств РЗА;
- выявление повреждений элементов сети на ранних стадиях их возникновения за счет повышения чувствительности и применения новых принципов построения РЗА;
- повышение надежности функционирования за счет встроенной в устройства непрерывной диагностики;
- возможность получения практически любых форм характеристик устройств РЗА;
- снижение эксплуатационных трудозатрат за счет повышения производительности труда путем применения программно-аппаратных инструментальных средств и применения дистанционного управления режимами работы устройств РЗА.
- выполнение расчетов и выбор параметров срабатывания устройств РЗА, характеристик для настройки устройств РЗА, составление схем замещения (моделей) для расчета токов и напряжений при КЗ и других повреждениях во взаимодействии с ОАО «СО ЕЭС» в соответствии с «Регламентом взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» при выполнении расчетов параметров настройки устройств релейной защиты и автоматики».

- сокращение времени принятия решений оперативным персоналом в аварийных ситуациях за счет полноты информации и оперативности ее предоставления, в т.ч. за счет автоматически получаемых сообщений.

Выполнение перечисленных основных требований может быть обеспечено только путем внедрения современных устройств, выполненных на микропроцессорной элементной базе, аппаратно не интегрированных в АСУ ТП объекта. Информационно устройства РЗА интегрируются в АСУ ТП объекта. Для проработки вопроса управления устройствами РЗА оперативным персоналом объекта через АРМ, интегрированный в АСУ ТП объекта, необходимы комплексные научно-исследовательские и проектные проработки, в результате которых должны быть выработаны технические решения, обеспечивающие безопасность управления (в т.ч. проработаны вопросы целесообразности и возможности ввода-вывода защиты, изменения группы уставок, ввода-вывода и изменения режима АПВ, ввода-вывода оперативных ускорений защит). Концепция управления режимами работы устройств РЗА и ПА из ЦУС и (или) диспетчерских центров должна быть разработана совместно с ОАО «СО ЕЭС».

Техническая политика в области идеологии построения систем РЗА направлена на решение следующих задач:

- обеспечение резервирования РЗА. Резервирование отказа РЗА, обеспечивается дальнейшим действием защит смежных элементов и со стороны противоположных объектов. Развитие ЭЭС, ввод в работу мощных электростанций ухудшают условия для дальнего резервирования. В ЭЭС имеются узлы, где дальнейшее резервирование не обеспечивается. В этих условиях необходимо развитие «ближнего» резервирования (дублирования комплектов РЗА). Ближнее резервирование предполагает наличие нескольких комплектов РЗА для каждого элемента ЭЭС, каждый из которых полностью автономен;

- создание масштабируемого, с открытой архитектурой, программно-технического комплекса (ПТК) по расчету параметров аварийного режима (токов КЗ, напряжения и т.д.), расчету и выбору параметров срабатывания устройств РЗА, характеристик для настройки устройств РЗА на базе трехфазной расчетной схемы модели сети. В этой модели проводятся расчеты в фазных координатах и в симметричных составляющих. Модель должна учитывать все существующие и перспективные элементы сети (асинхронизированные синхронные генераторы и компенсаторы, интеллектуальные элементы активно-адаптивного действия: устройства FACTS, СТК, управляемые шунтирующие реакторы, устройства продольной компенсации ЛЭП, вставки и передачи постоянного тока, токоограничивающие реакторы, накопители энергии и др.).

- построение системы РЗА, в которой неисправность отдельного элемента или устройства не приводит к ее отказу или неправильной работе. Необходимо провести исследования и разработать рекомендации по повышению устойчивости функционирования РЗА.

Техническая политика в области эксплуатации устройств РЗА направлена на решение следующих задач:

- внедрение систем РЗА позволяющих, снижать эксплуатационные затраты;
- переход от периодического технического обслуживания к техническому обслуживанию по состоянию;

- создание автоматизированных систем проверки и оценки состояния устройств РЗА.

- разработка стандартов позволяющих применять технически эффективные подходы к проверке работоспособности устройств РЗА.

Внедрение микропроцессорных устройств РЗА требует комплексного решения следующих вопросов:

- разработка концепции развития систем РЗА, учитывающей все преимущества микропроцессорной техники.

- разработка типовых проектных решений по применению микропроцессорных устройств РЗА различных производителей.

- разработка методических указаний по расчету и выбору параметров срабатывания и специального программного обеспечения для систем РЗА различных производителей.

- разработка требований к поставщикам оборудования РЗА, отвечающих требованиям МЭК, эксплуатирующих организаций и накопленному ими опыту эксплуатации.

- разработка мероприятий, обеспечивающих создание электромагнитной обстановки, гарантирующей нормальное функционирование систем РЗА.

- разработка и создание системы оперативного постоянного тока, обеспечивающая устойчивую работу устройств РЗА при любых нарушениях в работе СОПТ.

- разработка инструкций, циркуляров, обеспечивающих эффективную эксплуатацию новой техники.

Техническая политика в области регистрации аварийных событий направлена на решение следующих задач:

- обеспечение регистрации событий и процессов происходящих при аварийных нарушениях в ЭЭС в объеме необходимом для их полноценного анализа;

- обеспечение записи как электромагнитных переходных процессов (система регистрации аварийных режимов - РАС), так и электромеханических переходных процессов (система регистрации переходных режимов - СМПП);

- построение системы регистрации, обеспечивающей: запись, обработку, отображение и документирование технологической информации, диагностирование и контроль исправности аппаратуры и основного оборудования, передачу информации на верхние уровни управления;

- обеспечение возможности предоставления информации различным категориям пользователей: для экспертной оценки случившегося аварийного нарушения, для анализа функционирования устройств РЗА, для уточнения расчетных режимов ЭЭС.

Техническая политика в области определение мест повреждения на ЛЭП направлена на решение следующих задач:

- повышение точности расчета мест повреждения;
- сокращение времени определения места повреждения;
- сокращение издержек на поиск места повреждения.

2.2.9. Противоаварийная автоматика (ПА)

Сохранение устойчивой работы ЕНЭС, локализация и предотвращение развития системных аварий, обеспечение синхронной работы отдельных частей ЕЭС России в послеаварийных режимах, в значительной степени определяется надежной работой устройств и систем противоаварийной автоматики (ПА).

Эксплуатирующиеся в настоящее время комплексы ПА в основном физически и морально устарели и не отвечают современным требованиям, что ведет к увеличению трудозатрат на их обслуживание.

В этих условиях техническая политика ОАО «ФСК ЕЭС» в области ПА направлена на решение следующих задач:

- поддержание в работоспособном состоянии существующих систем ПА;
- обеспечение своевременной замены физически устаревших систем (отдельных устройств) ПА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна;
- внедрение систем ПА, отвечающих современным требованиям.

Поддержание в работоспособном состоянии существующих систем ПА определено действующими Правилами и нормами обслуживания устройств ПА, в которых также отражены и условия продления срока службы, эксплуатируемых устройств.

Решение задачи своевременной замены физически устаревших систем (отдельных устройств) ПА, дальнейшая эксплуатация которых невозможна направлено на выявление реального состояния устройств ПА на основе выявленных дефектов при проведении профилактических проверок и неправильных действий. Устаревшие морально и физически устройства ПА, находящаяся в эксплуатации на ПС, должна заменяться технически более совершенными современными устройствами отечественного или зарубежного производства с сохранением или с изменением выполняемых ими функций в соответствии с разработанной проектной документацией по реконструкции и техническому перевооружению ПА. При модернизации (замене) устройств РЗА ЛЭП, трансформаторов и других элементов ЭЭС, оснащенных ЛПА, проектом следует предусматривать модернизацию (замену) и этих устройств.

Внедрение современной ПА должно обеспечивать во взаимодействии с релейной защитой, системами регулирования и управления:

- максимальный уровень эффективности использования основного оборудования ЭЭС, который может быть достигнут на данном этапе развития электроэнергетики,
- надежность функционирования и живучесть ЭЭС при любых технических отказах оборудования, природных воздействиях и непреднамеренных ошибках эксплуатационного персонала определено, в первую очередь, программами нового строительства, комплексного технического перевооружения и реконструкции.

Для достижения этих целей ПА решаются следующие основные задачи:

- максимальное ослабление аварийного возмущения (во взаимодействии с релейной защитой и быстродействующими системами регулирования);
- предотвращение нарушения устойчивости и опасной перегрузки по току;

- прекращение асинхронного хода (если не удалось сохранить устойчивость);
- предотвращение выхода за допустимые пределы частоты (в разделившихся частях ЕЭС), тока и напряжения;
- выделение на сбалансированную нагрузку отдельных энергоблоков и электростанций для обеспечения условий последующего скорейшего восстановления режима ЭЭС.

Техническая политика в области эксплуатации устройств ПА направлена на обеспечение постоянной готовности систем ПА к действию путем:

- применения систем ПА способных к самодиагностике, а также к проверке вторичных цепей от измерительных трансформаторов и других устройств;
- обеспечения сбора и мониторинга информации, получаемой от систем ПА и других устройств, которые контролируют работу элементов ПА и по которым можно судить о состоянии системы ПА;
- периодической проверки состояния и характеристик устройств ПА в соответствии с утвержденными методиками и графиками.

2.2.10. Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП)

Техническая политика в области автоматизации ПС ЕНЭС ориентирована на создание современных интегрированных АСУ ТП на базе микропроцессорных устройств и развитой информационно-вычислительной инфраструктуры.

АСУ ТП ПС должно обеспечивать единую систему измерений и регистрации технологических параметров, мониторинг и диагностику состояния оборудования и режима сети в нормальных и аварийных режимах, управление оперативными переключениями с удаленных пунктов управления.

Задачи, решаемые с помощью АСУ ТП:

- повышение наблюдаемости ЕНЭС - мониторинг состояния присоединений сети в режиме реального времени, обеспечение работы систем поддержки принятия решений оперативным персоналом;
- повышение общей надежности функционирования ЕНЭС за счет мониторинга текущего состояния работы оборудования и режимов его работы;
- предотвращение возникновения и развития технологических нарушений и снижение ущербов;
- повышение производительности и снижение численности персонала;
- снижение ущербов, вызванных ошибками персонала;
- сбор данных для обеспечения мониторинга и диагностики основного и вспомогательного оборудования ПС;
- автоматизированное управление основным и вспомогательным оборудованием ПС;
- оптимизация ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования ПС, обеспечение перехода от календарного планирования к ремонту на основе учета технического состояния оборудования.

АСУ ТП ПС ЕНЭС должна строиться с учетом следующих требований и технических решений:

- интеграции подсистем мониторинга, управления и диагностики оборудования, инженерных систем, РЗА и ПА (на информационном уровне);
- модульного принципа построения технических и программных средств;
- открытой масштабируемой архитектуры с приоритетом решений на основе стандартов МЭК, ориентация на стандарт МЭК-61850 по мере готовности аппаратно-программных средств, с возможностью информационного обмена с ОАО «СО ЕЭС» по протоколам МЭК 60870-5-10x;
- типизация принципов построения системы отображения на АРМ;
- развитие аналитических функций в АСУ ТП, позволяющих выделить в первичной информации сущность произошедшего события и оказать поддержку персоналу в нештатных ситуациях;
- оптимизация вывода аварийной и предупредительной сигнализации;
- выполнение функций мониторинга газовой схемы КРУЭ;
- выполнение в функций климатического контроля помещений, контроля противопожарного водоснабжения, дренажных систем, работы вентиляционных систем и другого вспомогательного оборудования и инженерных систем;
- выполнение функций автоматического управление последовательностью переключений присоединения на базе программной логики, аналогичной типовым

бланкам переключений для обеспечения возможности последующего перевода управления на уровень ЦУС либо диспетчерского центра;

- выполнение в функций контроля и дистанционного управления насосами и арматурой систем автоматического пожаротушения (с сохранением локальной автоматики пожаротушения);

- выполнение функций контроля и управления системами охлаждения трансформаторов с последующим отказом от локальных систем управления;

- выполнение в АСУ ТП функций контроля и дистанционного управления насосами и арматурой систем автоматического пожаротушения (с сохранением локальной автоматики пожаротушения);

- предоставление необходимой и достаточной информации для различных категорий персонала (оперативного и неоперативного) на отдельных рабочих местах;

- сохранения функций контроля и управления отдельной единицей оборудования ПС, в минимальной степени зависящей от состояния (в т.ч. отказов) других компонентов системы;

- использование общей базы данных;

- обеспечение резервного электропитания АСУ ТП ПС в аварийных режимах с расчетной продолжительностью достаточной для прибытия на ПС ремонтного персонала, выявления им неисправности и принятия мер по восстановлению основных источников электропитания АСУ ТП;

- применение цифровых УСО с оптическим интерфейсом и протоколом МЭК 61850-8-1, максимально приближенных к объекту управления, для управления коммутационными аппаратами (за исключением выключателей) и получения дискретной информации от присоединения и других методов оптимизации кабельных проводок для улучшения электромагнитной обстановки на ПС.

В перспективе должна быть произведена оценка готовности перехода программно-технических средств АСУ ТП на полностью цифровую архитектуру построения с применением шины процесса согласно стандарту МЭК 61850-9-2.

2.2.11. Системы сбора и передачи информации

Техническая политика в области систем сбора и передачи информации (ССПИ) ПС направлена модернизацию существующих и создания новых систем на основе применения микропроцессорных устройств и систем, обеспечивающих увеличение наблюдаемости ЕНЭС, удовлетворяющих требованиям ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС».

ССПИ ПС должна строиться с учетом следующих требований:

- использования современных МП систем телемеханики с непосредственным подключением к вторичным цепям ТТ и ТН;
- повышения объема и расширения номенклатуры передаваемой технологической информации;
- модульного принципа построения технических и программных средств;
- поддержки международных протоколов передачи данных (IEC – МЭК);
- обеспечения погрешности измерений не более 1%;
- возможности масштабирования и интеграции МП систем телемеханики в АСУ ТП ПС.

Деятельность ОАО «ФСК ЕЭС» в области ССПИ ПС ЕНЭС должна реализовываться по следующим направлениям:

1. Программно-технические комплексы систем сбора и передачи информации (ПТК ССПИ) - современные микропроцессорные комплексы телемеханики, обеспечивающие контроль состояния основного оборудования и передачу данных в диспетчерские центры ОАО «СО ЕЭС» и ЦУС ОАО «ФСК ЕЭС» по протоколам МЭК 60870-5-10х.

ПТК ССПИ создаются в соответствии с техническими требованиями на ПТК ССПИ, утвержденными ОАО «ФСК ЕЭС» в 2009 году, требованиями ОАО «СО ЕЭС», а также Положением об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией.

ПТК ССПИ создаются:

- при частичной реконструкции ПС, когда объем реконструкции первичного и вторичного оборудования составляет до 30% от общего количества. ПТК ССПИ могут создаваться и при меньшем объеме реконструкции ПС при невозможности расширения существующей телемеханики и существующей необходимости ввода и передачи дополнительных данных. Вновь создаваемые ПТК ССПИ должны быть построены как часть (отдельные фрагменты) в составе перспективного проекта полнофункциональной АСУ ТП. При увеличении объемов реконструкции первичного оборудования элементы ПТК ССПИ должны полноценно интегрироваться в АСУ ТП;

- в рамках утвержденной Программы повышения надежности и наблюдаемости ЕНЭС, предусматривающей создание на 578 нереконструируемых ПС современных ПТК ССПИ в срок до 2014 года.

2. Комплексная автоматизация ПС (см. раздел 2.2.10).

2.2.12. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)

Целью создания АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС» является получение оперативных и достоверных данных о перетоках электрической энергии (мощности) по объектам электросетевого хозяйства ОАО «ФСК ЕЭС».

АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС» предназначена для выполнения измерений электроэнергии на объектах электросетевого хозяйства ОАО «ФСК ЕЭС», их достоверизации и использования данных полученных из смежных АИИС КУЭ при проведении расчетов со смежными участниками ОРЭМ и ОАО «АТС».

АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС» представляет собой территориально-распределенную многоуровневую информационно-измерительную систему с централизованным управлением и единым центром сбора, обработки, хранения и передачи данных измерений электроэнергии с распределенной функцией выполнения измерений электроэнергии.

АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС» состоит из следующих основных структурных компонентов:

- АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС» уровня ПС;
- уровень ИВК.

Счетчики электрической энергии для целей коммерческого учета:

- Технические параметры и метрологические характеристики электросчетчиков должны отвечать требованиям и ГОСТ Р 52323-2005 (для реактивной энергии - ГОСТ 52425-2005).

- Счетчики должны проводить учет активной и реактивной электроэнергии.

- Должны использоваться статические трехфазные трехэлементные счетчики электроэнергии.

- Счетчики должны обеспечивать реверсивный учет для ИИК, где возможны перетоки электроэнергии в двух направлениях.

Счетчики коммерческого и технического учета должны удовлетворять следующим основным требованиям:

- класс точности 0,2S для линий электропередачи и трансформаторов напряжением 220 кВ и выше;

- для линий электропередач напряжением 35-150 кВ не хуже 0,2S, с учетом тенденции роста нагрузок до 100 МВт и выше;

- иметь встроенный дополнительный источник резервного питания от однофазной сети переменного тока напряжением 220 В, и автоматически переключатся на дополнительный источник питания при исчезновении основного (резервного) питания;

- наличие энергонезависимой памяти для хранения профиля нагрузки с получасовым интервалом на глубину не менее 35 суток, данных по активной и реактивной электроэнергии с нарастающим итогом за прошедший месяц, а также запрограммированных параметров;

- сохранность информации в журнале событий не менее 35 суток;

- наличие не менее двух портов цифрового интерфейса RS-485 или 1 - RS-485 и 1 - Ethernet;

- обеспечивать подключение по одному или нескольким цифровым интерфейсам компонентов АИИС КУЭ, в т.ч. для автономного считывания, удаленного доступа и параметрирования;

- наличие энергонезависимых часов, обеспечивающих ведение даты и времени (точность хода не хуже ± 1 с/сут. с внешней автоматической коррекцией (синхронизацией), работающей в составе системы обеспечения единого времени (СОЕВ));

- наличие энергонезависимой памяти для хранения параметров, данных и журнала событий;

- наличие «Журнала событий»;

Счетчики должны выполнять следующие функции:

- настройку параметров на конкретные условия эксплуатации;
- измерение электроэнергии с нарастающим итогом и вычисление усреднённой мощности за 3-х минутные и получасовые интервалы времени;

- синхронизация времени;

- ведения встроенного календаря и часов;

- ведение журнала(ов) событий (результаты самодиагностики, фиксация перерывов питания, попыток несанкционированного доступа, количества и дат связей со счетчиком, приведших к каким-либо изменениям параметров, факты превышения установленных пределов и т.п.);

- предоставление измеренных данных и журналов событий счетчика;

- защиту от несанкционированного изменения параметров, измеренных данных и журналов событий;

- защиту от несанкционированного предоставления информации;

- сохранение информации при отсутствии питания;

- автоматическую самодиагностику при включении питания, по расписанию и по внешнему запросу;

- подсветку экрана счетчика.

АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС» уровня ПС:

При создании и модернизации систем учета электроэнергии на ПС ОАО «ФСК ЕЭС» должны соблюдаться следующие принципы:

- на ПС ОАО «ФСК ЕЭС» не допускается использование систем учета других собственников (потребителей и/или АО-энерго);

- АИИС КУЭ ПС вносится в Государственный реестр средств измерений как единичное средство измерений;

Все средства измерений, являющиеся компонентами измерительных каналов АИИС, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений Российской Федерации, и иметь действующие свидетельства о поверке, оформленные в соответствии с требованиями ПР 50.2.006.

- АИИС КУЭ ПС должна охватывать все точки коммерческого (расчетного и контрольного) и технического учета активной и реактивной электроэнергии и мощности с целью получения полного баланса электроэнергии на объекте, включая балансы по уровням напряжения, секциям шин и собственным нуждам.

- функциональные подсистемы АИИС КУЭ ПС должны представлять собой:

- а) измерительно-информационный комплекс (ИИК);

- б) информационно-вычислительный комплекс электроустановки - ИВКЭ (УСПД с функциями ИВК, АРМ);
- в) система обеспечения единого времени (СОЕВ);
- г) оборудование для передачи информации.

ИИК должен обеспечить автоматическое проведение измерений в точке измерений. В его состав входят:

- а) счетчики электрической энергии;
- б) вторичные измерительные цепи;
- в) измерительные трансформаторы тока и напряжения.

ИВКЭ должен обеспечивать решение задач автоматического сбора, диагностики и обработки информации по учету электроэнергии от ИИК, автоматического сбора и обработки информации о состоянии средств измерений, а также обеспечения интерфейсов доступа к этой информации для элементов АИИС КУЭ уровней центра сбора и обработки данных (ЦСОД).

СОЕВ должна обеспечивать синхронизацию времени в АИИС КУЭ ПС.

- Для распределительных устройств 110 кВ и выше с обходной системой шин при отсутствии трансформаторов тока в линии (за линейным разъединителем) должна быть обеспечена автоматическая фиксации в ИВКЭ перевода линии на обходной выключатель, с отражением в МВИ расчета количества электроэнергии через присоединение.
- АИИС КУЭ ПС должна иметь возможность интеграции с АСУ ТП подстанции в части получения из АСУ ТП положения состояния выключателей и разъединителей, передачи в АСУ ТП информации о неисправности элементов АИИС КУЭ (АРМ, УСПД, электросчетчиков, каналобразующей аппаратуры).
- АИИС КУЭ ПС должна обеспечивать постоянный, бесперебойный опрос и дальнейшую консолидацию в электронных формах показаний электросчетчиков для целей коммерческого учета с заданной периодичностью 30 минут, для целей диагностики - с заданной периодичностью не более 3 мин, а также данных о состоянии объектов и средств измерений.

Уровень ИВК

Уровень ИВК представляет собой информационно-вычислительный уровень АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС». В ИВК АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС» входит центр сбора и обработки данных (далее - ЦСОД ОАО «ФСК ЕЭС») включающий в свой состав серверное оборудование с системным и специализированным программным обеспечением и сетевое оборудование для сбора и обработки данных измерений с уровня ПС ОАО «ФСК ЕЭС». ЦСОД оснащается средствами связи для сбора и управления сбором данных с ПС ОАО «ФСК ЕЭС», передачи данных между подуровнями ИВК (уровень МЭС, ПМЭС), а также передачи данных смежным участникам ОРЭМ и инфраструктурным организациям (ОАО «АТС» и ОАО «СО ЕЭС»).

Специализированное программное обеспечение АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС» в составе ЦСОД решает следующие задачи:

- обеспечение ОАО «ФСК ЕЭС» точными и достоверными данными о результатах измерения объемов электроэнергии (мощности), поступивших в сети ЕНЭС и отданных из сетей ЕНЭС;

- осуществление деятельности ОАО «ФСК ЕЭС» по покупке потерь электрической энергии на ОРЭМ;
- обеспечение качественного и своевременного формирования Сводных актов учета электрической энергии в рамках Договоров оказания услуг по передаче электрической энергии по ЕНЭС;
- обеспечение контроля выполнения контрагентами по Договорам оказания услуг по передаче электрической энергии по ЕНЭС величин заявленной и максимальной мощности;
- обеспечение данными о перетоках электрической энергии (мощности) по границам балансовой принадлежности ОАО «ФСК ЕЭС» смежных участников ОРЭМ и инфраструктурных организаций (ОАО «АТС» и ОАО «СО ЕЭС»);
- формирование оперативных и краткосрочных балансов и расчета потерь электроэнергии по ЕНЭС и ее отдельным территориям;
- прогнозирование объемов передаваемой электрической энергии по ЕНЭС и оценка уровня потерь электроэнергии;
- обеспечение руководства и структурных подразделений Исполнительного аппарата ОАО «ФСК ЕЭС», а также филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС своевременной, полной и качественной информацией по балансам и учету электроэнергии;
- обеспечение ОАО «ФСК ЕЭС» точными и достоверными данными о результатах измерения величины реактивной мощности, поступивших в сети ЕНЭС и отданных из сетей ЕНЭС;
- обеспечение контроля потребления и генерации реактивной мощности;
- возможность интеграции с автоматизированными системами осуществляющими финансовые расчеты, необходимые для деятельности Общества.

Разделение по уровням иерархии в части выполнения вышеуказанных задач должно осуществляться путем установки прав доступа для пользователей соответствующих подразделений.

2.2.13. Организация системы оперативного питания ПС

Одним из основных условий надежного функционирования устройств РЗА, ПА, АСУ ТП, АИИС КУЭ, АСТУ, ССПИ, противопожарных систем, систем видеонаблюдения, охранной сигнализации, систем связи и др. систем ПС является организация оптимальной структуры их оперативного питания.

Особенность организации оперативного питания этих систем определяется тем, что в настоящее время, на ПС внедряются новые системы и виды оборудования, требующие новых подходов по сравнению с существующими.

Источниками питания этих систем, являются системы переменного и постоянного оперативного тока.

Проектирование систем оперативного питания должно проводиться с учетом возможности работы ПС без постоянного присутствия оперативного персонала на ней.

Питание устройств РЗА, контроллеров АСУ ТП, телекоммуникационного оборудования и др. устройств должно осуществляться от систем оперативного постоянного тока (СОПТ).

Основные требования к системам электропитания технических средств связи, ИВИ ПС и др. (кроме РЗ и ПА) изложены в действующих стандартах и нормативных документах («Руководящие указания по проектированию систем электропитания технических средств диспетчерского и технологического управления ЕНЭС», Л9).

Для питания систем связи, информационно-вычислительной инфраструктуры ПС и др. систем должны предусматриваться источники бесперебойного питания (ИБП).

СОПТ ПС должна отвечать следующим основным требованиям:

- расчетная длительность разряда аккумуляторной батареи (АБ) должна учитывать время прибытия персонала на ПС, выявления им неисправности в СОПТ и принятия мер по восстановлению нормального режима работы АБ и СОПТ в целом;
- должны применяться свинцово-кислотные АБ открытого (вентилируемого) типа со сроком службы не менее 20 лет и способностью обеспечивать максимальные расчетные толчковые токи после гарантированного не менее, чем двухчасового разряда током нагрузки в автономном режиме (при потере собственных нужд ПС) в течение всего срока службы;
- технологическая совместимость зарядно-подзарядных агрегатов (ЗПА) и АБ;
- ЗПА должны обеспечивать:
 - 1) возможность автоматического трехступенчатого режима заряда (режим ограничения тока, режим уравнивающего заряда, режим постоянного подзаряда);
 - 2) в режиме постоянного подзаряда качество напряжения (уровень, пульсации, стабильность и термокомпенсация) техническим условиям на аккумуляторы конкретного типа;
 - 3) качество напряжения техническим условиям электроприемников постоянного оперативного тока (например, устройства РЗА) в режимах как постоянного подзаряда, так и уравнивающего заряда;

- 4) электропитание устройств, находящихся постоянно под напряжением (в частности, устройств РЗА), соответствующее их техническим условиям при нарушении связи с аккумуляторной батареей по любой причине;
- 5) автоматический полный заряд аккумуляторной батареи за минимально возможное время с учетом ограничений, определенных техническими условиями на аккумуляторную батарею;
- 6) обеспечение питания нагрузки от ЗПА при отключении АБ по любой причине.
 - отключение КЗ в сети оперативного постоянного тока, сопровождающегося снижением напряжения на нагрузке ниже допустимого, с минимальным временем, исключающим перезагрузку микропроцессорных терминалов устройств РЗА;
 - обеспечение требований к электромагнитной совместимости;
 - поиск «земли» в сети постоянного оперативного тока без отключения присоединений, отходящих от щита постоянного тока;
 - выявление снижения изоляции каждого полюса и одновременного снижения изоляции на обоих полюсах СОПТ;
 - выполнение защиты сети постоянного оперативного тока с использованием наряду с автоматическими выключателями, предохранителей электробезопасного исполнения;
 - питание нагрузки постоянного тока для ПС 220 кВ и выше и ПС 110 кВ с более чем тремя выключателями в распределительном устройстве высшего напряжения осуществлять от двух и более АБ.

Действующие типовые решения по организации СОПТ ориентированы на организацию централизованной системы.

Необходимо рассмотреть целесообразность организации децентрализованной СОПТ. В децентрализованной СОПТ АБ, щиты ПТ располагаются, как в здании ОПУ, так и в соответствующих зданиях РЩ распределительных устройств. При этом все элементы СОПТ интегрируются в единую систему с обеспечением соответствующей надежности.

ИБП ПС должен отвечать следующим основным требованиям:

- обеспечение питания нагрузки от ИБП, как правило, не менее 4 часов при отключении СН ПС по любой причине;
- обеспечение требований к электромагнитной совместимости.

Действующие типовые решения по организации оперативного питания систем связи, информационно-вычислительной инфраструктуры ПС и др. ориентированы на организацию децентрализованной системы.

В обоснованных вариантах организации оперативного питания ПС может быть предусмотрена установка дизель-генераторов необходимой мощности.

Основными задачами на ближайший период является:

1. Разработка требований к интегрированной системе оперативного питания, учитывающих наличие системы переменного и постоянного оперативного тока, а также ИБП.
2. Разработка типовых схем организации СОПТ, ИБП и типовых проектных решений с учетом разных производителей.
3. Использование современных методик расчета токов КЗ и выбора типов защитных аппаратов и параметров их срабатывания.

4. Проработка вопросов использования новых альтернативных источников постоянного тока взамен АБ.

2.2.14. Мониторинг и управление качеством электроэнергии

Создание системы мониторинга и управления качеством электроэнергии направлено на улучшение качества электроэнергии, повышение надежности электроснабжения и уменьшение технологических потерь внутри сети ОАО «ФСК ЕЭС».

При создании системы контроля и управления качеством электроэнергии необходимо выполнить следующее:

- анализ силового оборудования, установленного на ПС ОАО «ФСК ЕЭС» и систематизация потребителей по степени влияния на показатели качества электрической энергии;
- проектирование и установка приборов контроля качества на шинах или на присоединениях ПС ОАО «ФСК ЕЭС»;
- использование существующих счетчиков коммерческого учета с сертифицированными функциями измерения показателей качества электроэнергии;
- выявление наиболее значимых для ОАО «ФСК ЕЭС» показателей качества электроэнергии, определение допустимых пределов отклонений данных показателей для ОАО «ФСК ЕЭС»;
- разработка мер по улучшению качества электроэнергии и уменьшению последствий отклонений качества от нормативного (заданного);
- разработка регламентирующих документов по измерению и контролю параметров качества электроэнергии, регулированию режима работы технологического оборудования сети и порядку учета электроэнергии, несоответствующей нормам качества;
- разработка регламентирующих документов для определения виновных участников в отклонении показателей качества и степени их ответственности;
- установка приборов контроля качества электроэнергии на ПС, где выявляются регулярные отклонения качества по присоединениям с контролем направления распространения гармоник для выявления источника искажения качества электроэнергии;
- проведение мероприятий по улучшению качества электроэнергии на ПС, разработка мер для уменьшения провалов и всплесков напряжения, установка компенсирующих устройств для уменьшения локальных реактивностей и резонансов сети;
- организация информационного обмена со смежными организациями и выработка общих мер по улучшению качества электроэнергии;
- создание метрологического обеспечения контроля качества электроэнергии.

Система мониторинга качества электроэнергии является многоуровневой, пространственно распределенной информационно-технологической системой и требует организации эксплуатации на уровне МЭС (ПМЭС) и Исполнительного аппарата. На уровнях МЭС и ИА должны быть созданы центры мониторинга и эксплуатации системы, включая ремонтную службу, обеспеченную ЗИП.

Система мониторинга и управления качеством электроэнергии создается в несколько этапов.

Первый этап - анализ режимной схемы и анализ качества электроэнергии в ОАО «ФСК ЕЭС».

Второй этап - техническое оснащение объектов ОАО «ФСК ЕЭС» приборами контроля качества электроэнергии или проведение мероприятий по сертификации существующих счетчиков коммерческого учета в части функций измерения показателей качества электроэнергии.

Третий этап - создание системы мониторинга контроля качества. При обнаружении отклонений качества электроэнергии на ранее «благополучных» шинах или присоединениях определяются источники искажений и система дополняется приборами контроля качества по соответствующим присоединениям.

Применяемые технические средства должны обеспечивать все требования ГОСТ 13109 по измерению обязательных параметров и расширенные требования ОАО «ФСК ЕЭС».

2.3. Линии электропередачи (ЛЭП)

2.3.1. Воздушные линии электропередачи

Основными направлениями технической политики при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации воздушных ЛЭП (ВЛ) являются:

- обеспечение надежности и эффективности работы;
- сокращение объемов эксплуатации;
- сокращение влияния ВЛ на экологию, включая минимизацию ширины (за счет применения высотных опор) и геометрическую оптимизацию лесных просек;
- снижение потерь электроэнергии в ВЛ;
- применение конструкций, элементов и оборудования, сохраняющих расчетные параметры в течение всего срока службы;
- применение конструкций и материалов, обеспечивающих стойкость к расхищениям и нанесению ущерба третьими лицами
- сокращение площади отвода земель под ВЛ в постоянное пользование;
- использование передовых, безопасных методов строительства и эксплуатации;
- развитие технологий диагностики с использованием методов неразрушающего контроля, позволяющих производить оценку технического состояния ЛЭП без вывода из эксплуатации;
- комплексное обеспечение аварийного резерва оборудования и материалов, его оптимальное размещение и разработка маршрутов его доставки;
- внедрение геоинформационных систем (ГЛОНАСС, GPS).

2.3.1.1. Технологии производства строительного-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции ВЛ:

- при проектировании ВЛ 220 кВ и выше, не имеющих круглогодичного доступа для проведения их технического обслуживания и ремонтов, допускается применять технические решения, обеспечивающие их повышенную надежность;
- при проектировании протяженных ВЛ 330 кВ и выше должно, как правило, применяться индивидуальное проектирование;
- применение комплексной механизации работ при прокладке просек с использованием высокопроизводительных комплексов машин и оборудования, дифференцированных по видам рубок, крупномерности древостоев, рельефным и почвенно-грунтовым условиям; использование перспективных технологических процессов лесосечных работ и способов срезания древесно-кустарниковой растительности;
- сокращение производства земляных работ за счет применения свайных фундаментов (призматические железобетонные сваи, буронабивные сваи, в т.ч. с уширенной пятой, сваи с закрылками, винтовые якоря и сваи, сваи-оболочки), малозаглубленных и поверхностных фундаментов, сваи закрытого профиля, термосвай и якорей в вечномерзлых грунтах, стержневых заделок в скальных грунтах; применение высокоэффективных рабочих буровых органов для проходки скважин в крепких породах и скальных грунтах;

- проектирование и устройство фундаментов должно осуществляться в соответствии с требованиями стандартов организации (Л26, Л27, Л28);
- монтаж проводов и грозозащитных тросов под тяжением без опускания провода на землю, позволяющий обеспечить отсутствие механических повреждений провода и его загрязнение, и, как следствие, уменьшить потери электроэнергии на корону и радиопомехи.

2.3.1.2. Опоры:

- на магистральных ВЛ 220-750 кВ должны применяться опоры необходимой высоты и прочности, обеспечивающие соответствие ВЛ требованиям ПУЭ по устойчивости к климатическим воздействиям, одноцепные и многоцепные стальные опоры башенного типа (на основе стальных многогранных и решетчатых конструкций), в малонаселенной местности (за исключением земель сельскохозяйственного назначения) - стальные опоры на оттяжках;
- на ВЛ 220-500 кВ, проходящих по землям сельскохозяйственного назначения, в городах, в лесных массивах, а также в районах с высоким риском вандализма, в качестве промежуточных, рекомендуется применять стальные свободностоящие опоры;
- для анкерно-угловых опор ВЛ 220-750 кВ, при отсутствии обоснований, должны применяться стальные свободностоящие опоры жесткой конструкции;
- проектные размеры и масса промежуточных опор, их расстановка должны быть оптимизированы для конкретных ВЛ, в т.ч., за счет более широкого применения сталей повышенной механической прочности и коррозионной стойкости;
- конструкции опор должны обеспечивать: возможность технического обслуживания и ремонта ВЛ под напряжением, максимальную технологичность при монтаже проводов и тросов, отсутствие, как правило, требования получения специального разрешения при транспортировке по автодорогам;
- стальные опоры, а так же стальные детали железобетонных опор и конструкций, металлоконструкции фундаментов, U-образные болты, метизы должны быть защищены от коррозии на заводах-изготовителях методом горячего или термодиффузионного цинкования в соответствии с требованиями Л8, а для районов с высокой степенью загрязнения атмосферы изготавливаться из коррозионностойких сталей повышенной прочности;
- расчетные климатические нагрузки на строительную часть - опоры и фундаменты - должны соответствовать ПУЭ, МЭК и рекомендациям CIGRE;
- применение высотных опор, монтируемых методом наращивания, обеспечивающих размещение проводов ВЛ над ценными лесными массивами, с минимизацией ширины просеки;
- на ВЛ, проходящих по крупным населенным пунктам, туристско-рекреационным зонам, вблизи мест отдыха, в национальных парках и заповедниках, на пересечениях с крупными транспортными магистралями вблизи городов рекомендуется осуществлять покраску опор декоративными составами, аттестованными в ОАО «ФСК ЕЭС», а также применять конструкции опор повышенной эстетичности, включая специально разработанные декоративные конструкции.

2.3.1.3. Фундаменты

Условия применения фундаментов определяются проектной документацией с учетом требований отраслевых и корпоративных стандартов (Л26, Л27, Л28) в зависимости от результатов исследований грунтов (инженерно-геологических, гидрогеологических и других изысканий) в местах их установки. Должны применяться:

- сборные железобетонные фундаменты (грибовидные подножки, фундаменты из железобетонных плит);
- монолитные железобетонные фундаменты (заглубленные, малозаглубленные и поверхностные);
- свайные железобетонные (буронабивные, в т.ч. с уширением и без уширения) и металлические фундаменты (фундаменты из железобетонных свай с металлическими ростверками, винтовые сваи, сваи открытого профиля);
- закрепления в грунте нижней части секции стальной многогранной опоры, устанавливаемой непосредственно в пробуренный котлован.

Следует обеспечивать внедрение на ВЛ:

- промышленных способов производства работ в полевых условиях;
- полимерных покрытий для защиты железобетонных конструкций от коррозии;
- современных коррозионностойких материалов, в соответствии с действующими нормами, для металлоконструкций фундаментов, находящихся непосредственно в контакте с грунтом;
- узлов крепления U-образных болтов к фундаментам, расположенным над поверхностью земли, для среднеагрессивных и сильноагрессивных грунтов по СНиП 2.03.11-85;
- конструкции фундаментов, не разрушающие структуры грунтов в особо сложных геокриологических условиях.

2.3.1.4. Провода, грозозащитные тросы

На ВЛ должны применяться:

- при новом строительстве - провода с элементарными проволоками токопроводящих слоев сложной формы, образующими верхний повив, близкий к идеально цилиндрическому, с сердечником из алюминиевых сплавов, обладающие: повышенной пропускной способностью, меньшими коэффициентами аэродинамического сопротивления, повышенной коррозионной стойкостью и повышенной стойкостью к гололедно-ветровым воздействиям, лучшей деформационной способностью и самозатуханием, большей крутильной жесткостью;
- при реконструкции ВЛ с сохранением их номинального напряжения при условии соответствия механической прочности существующих опор, а также при строительстве спецпереходов:
 - провода с повышенными длительно допустимыми температурами (до 210°C) с токопроводящими повивами из термостойких и сверхтермостойких алюминиевых сплавов, с коррозионной стойким сердечником, в т.ч. изготовленных из сплава «инвар»;
 - провода со сверхвысокими длительно допустимыми температурами (до 240°C) с токопроводящими повивами из сверхтермостойких алюминиевых сплавов и композитными сердечниками, имеющие

- применение традиционных сталеалюминевых проводов со стальным сердечником, как правило, не рекомендуется, но допускается при соответствующих обоснованиях;

- грозозащитные тросы из стальных оцинкованных или алюминированных проволок, грозозащитные тросы из низколегированной стали, обладающие высокой молниестойкостью, механической прочностью, коррозионной стойкостью в соответствии с требованиями ЛЗ2 при новом строительстве, реконструкции и ремонте ВЛ 35 кВ и выше;

- грозозащитные тросы со встроенным оптико-волоконным кабелем, в т.ч. с термостойким оптическим волокном.

2.3.1.5. Линейная арматура и изоляторы

Изоляторы:

Количество и тип изоляторов в гирляндах разного назначения на ВЛ должны выбираться в соответствии с действующими нормами, а также с учетом местных условий, в т.ч. наличия обновленных карт загрязнения изоляции.

На ВЛ следует применять:

- стеклянные тарельчатые изоляторы со сниженным уровнем радиопомех;
- на ВЛ 220 кВ, круглогодично доступных для обслуживания, проходящих в районах с СЗА I-III (за исключением ВЛ, проходящих в III и выше районах по ветру/гололеду) - полимерные изоляторы цельнолитые с кремнийорганическим защитным покрытием и наличием индикатора пробоя;

- полимерные консольные изолирующие траверсы для ВЛ 220 кВ, проходящих в стесненных условиях, имеющих возможность подъезда автовышки к опорам для проведения технического обслуживания и ремонтов арматуры и изоляторов.

Линейная арматура:

- сцепная, поддерживающая, натяжная, защитная и соединительная арматура, не требующая обслуживания, ремонта и замены в период всего расчетного срока эксплуатации ВЛ;

- как правило, спиральная и клиносочлененная арматура, при соответствующих обоснованиях: прессуемая, болтовая;

- многочастотные гасители вибрации.

2.3.1.6. Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) для ВЛ

- при прохождении ВЛ в районах с высоким удельным сопротивлением грунтов, на спецпереходах для их защиты от грозových воздействий должны применяться ОПН;

- линейные ОПН должны оснащаться самоосвобождающейся контактной частью, обеспечивающей возможность включения ВЛ в работу после их повреждения.

2.3.1.7. Защита ВЛ от гололедно-ветровых воздействий:

- вновь сооружаемые, реконструируемые и эксплуатируемые ВЛ, проходящие в районах с толщиной стенки гололеда 25 мм и выше (IV район по

гололеду и выше), а также с частыми образованиями гололеда и изморози в сочетании с сильными ветрами, в районах с частой и интенсивной пляской проводов, должны оснащаться управляемыми установками плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах постоянным током на проводах и грозозащитных тросах;

- следует активно проводить замену эксплуатируемых морально и физически устаревших неуправляемых установок плавки гололеда на современные;
- управляемые установки плавки гололеда должны быть контейнерного типа с возможностью самотестирования;

- реализация плавки гололеда таким образом, чтобы в каждой схеме, она обеспечивалась за время, не превышающее одного часа;

- применение мобильных комплексов плавки гололеда на участках ВЛ, особо подверженных гололедообразованию, а также, при необходимости, на спецпереходах;

- применение автоматизированных систем раннего обнаружения гололедообразования (АИСКГН) и распределенного контроля температуры оптического волокна при плавке гололеда на грозозащитном тросе со встроенным оптико-волоконным кабелем (СРКТОВ) и непосредственного контроля температуры провода при плавке гололеда;

- на ВЛ или участках ВЛ, проходящих в особых районах по гололеду:

- должны применяться стеклянные изолирующие подвески; при соответствующих обоснованиях допускается установка двойных параллельных гирлянд;

- должны применяться провода современных конструкций (п. 2.3.1.4), обладающие повышенной стойкостью к гололедно-ветровым воздействиям.

- грозозащита должна выполняться линейными ОПН (при отсутствии грозозащитного троса со встроенным оптико-волоконным кабелем);

- должны применяться, как правило, полимерные междуфазные распорки;

- рекомендуемое применение устройств, предотвращающих закручивания проводов, а также устройства для защиты проводов от налипания мокрого снега.

2.3.1.8. Ограничения по применению технологий и оборудования на ВЛ

Запрещено применять:

- железобетонные опоры;
- анкерные плиты с подземным узлом крепления оттяжек в среднеагрессивных и сильноагрессивных грунтах;
- подвесные тарельчатые фарфоровые изоляторы;
- полимерные изоляторы - серии ЛП и ЛПИС с оболочкой полиолефиновой (севиленовой) композиции;
- полимерные изоляторы собранные путем последовательной (пореберной) сборки защитной оболочки;
- гасители вибрации одночастотные типа ГВН;
- грозозащитный трос стальной без антикоррозионного покрытия, а также грозозащитный трос марки ТК (ГОСТ 3062, ГОСТ 3063, ГОСТ 3064);
- применение для антикоррозийной защиты опор и фундаментов материалов, не аттестованных ОАО «ФСК ЕЭС»;
- монтаж проводов и грозозащитных тросов без применения технологии «под тяжением»;

- неуправляемые установки плавки гололеда;
- арматуру типа СКТ (скоба трехлапчатая) для ВЛ, проходящих в районах с повышенной пляской проводов и вибрацией;
- поддерживающий выпускающий зажим типа ПВ-4 в населенных пунктах.

2.3.1.9. Диагностика и мониторинг ВЛ:

2.3.1.9.1. Диагностика элементов ВЛ должна выполняться преимущественно в рамках комплексных обследований на основе методов неразрушающего контроля.

2.3.1.9.2. Комплексная диагностика ВЛ включает следующие основные виды диагностических работ:

- магнитометрический контроль состояния металлических конструкций опор;
- контроль внешней изоляции ВЛ;
- измерение расстояний по вертикали от проводов (грозозащитных тросов) до поверхности земли вдоль трассы ВЛ;
- ультразвуковой контроль анкерных креплений фундаментов;
- сейсмоакустический контроль состояния фундаментов и ж/б конструкций;
- дефектоскопия оттяжек промежуточных опор;
- тепловизионный контроль соединений проводов, арматуры и изоляции;
- контроль проявлений высоковольтного пробоя;
- определение типоразмеров анкерных плит;
- измерение сопротивления контура заземления;
- измерение удельного сопротивления грунта.

2.3.1.9.3. Периодичность диагностического обследования должна быть не реже установленной действующими руководящими документами (ЛЗЗ, ЛЗ4):

- вновь вводимые в эксплуатацию ВЛ - в первый год ввода их в эксплуатацию.
- ВЛ, находящиеся в эксплуатации 25 лет и более:
 - при отбраковке 5% контактных соединений - ежегодно;
 - при отбраковке менее 5% контактных соединений - не реже 1 раза в 3 года.
- ВЛ, работающие с предельными токовыми нагрузками, или питающие ответственных потребителей, или работающие в условиях повышенных загрязнений атмосферы, больших ветровых и гололедных нагрузках - ежегодно.
- остальные ВЛ - не реже 1 раза в 6 лет.

2.3.1.9.4. При контроле технического состояния ВЛ рекомендовано применять:

- автоматизированные системы мониторинга грозовой активности, гололеда и пожаров в районах расположения магистральных ЛЭП и ПС;
- аэросканирование с электромагнитной, лазерной, ультрафиолетовой и инфракрасной фиксацией дефектов при токовой нагрузке обследуемой ВЛ не ниже 50% номинальной.

2.3.1.10. Снижение влияния ВЛ на окружающую среду

- обеспечение нормированных уровней индуцированных напряжений, электромагнитных полей, акустических шумов, радиопомех с учетом перспективного (15-20 лет) развития инфраструктуры в районе размещения ВЛ;
- минимизация ширины лесных просек за счет применения высотных опор с расположением проводов над кронами ценных лесных массивов, а также за счет прокладки геометрически-оптимизированных просек;
- применение экологически чистых технологий и материалов при строительстве и эксплуатации, в т.ч. очистке просек ВЛ от древесно-кустарниковой растительности;
- отходы от раскорчевки кустарников и мелколесья должны вывозиться на полигоны ТБО, либо использоваться (реализовываться) в качестве топлива;
- ограничение и, по возможности, исключение негативного воздействия на окружающую среду во время проведения строительно-монтажных работ путем минимизации нарушения естественного геологического строения грунтов строительной техникой, с последующей рекультивацией земель;
- оснащение опор ВЛ и изоляторов специальными устройствами, препятствующими гнездованию и посадке птиц на конструктивных элементах опор.

2.3.2. Кабельные линии электропередачи

Основными направлениями технической политики при проектировании, строительстве, техническом перевооружении и эксплуатации кабельных ЛЭП (КЛ) являются:

- модернизация сетей и повышение их энергоэффективности с целью обеспечения надежности работы сетей на основе инновационного подхода ОАО «ФСК ЕЭС» к развитию и модернизации действующего сетевого комплекса;
- применение кабелей и арматуры КЛ, полученных на высокоэффективных производствах, на линиях непрерывной вулканизации, использующих две концепции – «чистая подача материалов» и «чистая экструзия», гарантирующих низкую дефектность изоляционной системы производимых кабелей и являющуюся ключевым фактором надежности для кабелей сверхвысокого напряжения, в т.ч., пожаробезопасного исполнения;
- использование кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена для замены маслонаполненных кабелей и кабелей с бумажно-масляной изоляцией;
- применение кабельных систем, в т.ч., в классе напряжения 110 кВ, прошедших длительные испытания на надежность по МЭК 62 067 в тех сочетаниях кабелей и арматуры, которые планируется установить на объекте;
- снижение эксплуатационных издержек;
- использование передовых, безопасных методов строительства и эксплуатации;
- развитие технологий оценки технического состояния КЛ без вывода КЛ из работы;
- обеспечение гарантийного обслуживания КЛ, формирование аварийного резерва кабеля и кабельной арматуры, оптимальное размещение, разработка маршрутов, также оперативность его доставки к месту монтажа;
- осуществление разработки НТД с учетом актуализированных рекомендаций МЭК, CIGRE, в т.ч. применительно к различным природно-климатическим условиям.

2.3.2.1. Технологии производства строительного-монтажных работ в процессе строительства, технического перевооружения и реконструкции КЛ:

- внедрение комплексной механизации работ при прокладке КЛ с использованием высокопроизводительных комплексов машин и оборудования;
- сокращение производства земляных работ за счет применения бестраншейных способов прокладки КЛ - горизонтально-направленного бурения (ГНБ) или коллекторов в целях защиты природоохранных зон и благоустроенных участков городов;
- применение способа прокладки КЛ по территории ПС в лотках, на эстакадах или в коллекторах;
- применение концепции строительства «под ключ»;
- обеспечение возможности легкого и быстрого монтажа КЛ высокого напряжения с максимальной надежностью и скоростью без необходимости технического обслуживания в дальнейшем;
- использование существующих конструкций мостов и совместное сооружение мостовых и кабельных переходов через водные препятствия, большие автомагистрали т.д. при обязательной координации проектной документации.

2.3.2.2. Кабели

- для КЛ классов напряжений 110 кВ и выше должны применяться кабели со встроенным оптоволоконном для мониторинга температуры кабеля, с изоляцией из сшитого полиэтилена и сечениями токопроводящих жил до 3000 мм², в т.ч. нового поколения полностью герметизированных конструкций, с наружными оболочками, выполненными из материалов пониженной горючести, в т.ч. поливинилхлоридных (ПВХ) композиций с низким дымо- и газовыделением или из безгалогенных композиций с высоким кислородным индексом;
- для подводной прокладки должны применяться бронированные кабели и арматура, имеющие герметичные конструкции, обеспечивающие работу в течение запланированного срока службы в условиях гидростатического давления.

2.3.2.3. Арматура кабелей высокого напряжения

Количество и типы применяемой арматуры кабелей определяются проектной документацией по прокладке КЛ. Арматура должна иметь максимальную степень заводской готовности, обеспечивающую минимизирование влияния человеческого фактора при монтаже и вероятности повреждения элементов конструкции муфт при монтаже и транспортировке:

- «сухие» конструкции элегазовых вводов, соединительных и концевых муфт, адаптированные к монтажу кабелей с оптическими волокнами, интегрированными в экран кабеля, ориентированные на исключение применения жидких диэлектрических сред, кроме случаев, оговоренных в проектной документации;
- композитные изоляторы для концевых муфт наружной установки с различными длинами пути утечки в зависимости от степени загрязнения атмосферы на объекте;
- арматура, не требующая технического обслуживания;
- арматура, конструкция которой обеспечивает защиту от механических повреждений, проникновения воды и пыли;
- арматура, имеющая специальные адаптеры для периодического контроля уровней ЧР с помощью передвижных испытательных установок.

2.3.2.4. Частичное разземление экранов кабелей и применение систем транспозиции:

- в однофазных кабелях до 500 кВ необходимо предъявлять повышенное внимание к выбору способа соединения и заземления экранов;
- выбор сечения экрана и его заземление должен осуществляться по условиям допустимого нагрева КЛ в нормальном режиме работы, а также в режиме КЗ, безопасности обслуживания с учетом количества и мест расположения коробок транспозиции и проектирования КЛ по принципу минимизации количества соединительных муфт;
- выбор способа обустройства экранов (частичное разземление или применение систем транспозиция) проводится индивидуально в каждом конкретном случае в зависимости, прежде всего, от величин токов короткого замыкания и условий безопасного проведения работ при эксплуатации и ТО.

2.3.2.5. Диагностика и мониторинг КЛ

- КЛ 110-500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена должны снабжаться системами мониторинга температуры кабелей, для оперативного реагирования на возникающие перегрузки, выявления скрытых резервов существующих мощностей (увеличение нагрузки без превышения допустимой температуры);

- разработка (совершенствование) НТД, регламентирующих проведение диагностики, с учетом практических наработок, эксплуатации оборудования со сроком эксплуатации оборудования, оснащенного системами диагностики, не менее 5 лет;

- разработка единых требований к испытаниям кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, регламентирующих нормы их испытаний, с выработкой критериев и методов диагностики состояния изоляции КЛ с учетом актуализированных рекомендаций МЭК. Вновь монтируемые, принимаемые из ремонта и эксплуатирующиеся силовые кабели из сшитого полиэтилена должны испытываться повышенным напряжением низкой частоты.

- применение передвижных испытательных установок для контроля состояния изоляции КЛ в зависимости от класса напряжения;

- контроль гелеобразных диэлектрических сред;

- применение тепловизионного контроля с точностью измерений не менее 0,1°С, регистрация частичных разрядов и их акустическая локация для контроля состояния изоляции концевых муфт.

2.3.2.6. Снижение влияния на окружающую среду

- применение экологически чистых технологий и материалов при строительстве, эксплуатации и ремонте;

- ограничение и, по возможности, исключение негативного воздействия на окружающую среду во время проведения строительно-монтажных работ путем минимизации нарушения естественного геологического строения грунтов строительной техникой с последующей рекультивацией земель.

2.3.2.7. Организация эксплуатации КЛ 110-500 кВ

- создание специальных подразделений в структуре МЭС для организации эксплуатации КЛ 110-500 кВ;

- разработка типовых форм эксплуатационной документации, технологический карт, инструкций по эксплуатации и ремонту, обеспечение подразделений методиками испытаний, измерений, контроля температур и т.д.

- разработка порядка приемки КЛ 110-500 кВ в эксплуатацию, порядка разграничений ответственности между структурами МЭС, порядка допуска на работы в зоне КЛ 110-500 кВ, в т.ч. сторонних организаций;

- разработка системы ведения учета отметок КЛ 110-500 кВ (планы, профили), их актуализация с учетом развития инфраструктуры (инженерные коммуникации и т.д.);

- создание сервисных центров при МЭС, обучение технологиям монтажа, испытаний и измерений на КЛ 110-500 кВ;

- обеспечение ремонтных бригад комплектами оснастки для ремонта и монтажа кабельных муфт, измерительной и испытательной техникой.

2.4. Оперативно - технологическое управление

В соответствии с концепцией оперативно-технологического управления (далее - ОТУ) объектами ЕНЭС в ОАО «ФСК ЕЭС» под ОТУ понимается комплекс мер по управлению технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электросетевого хозяйства, включающий выполнение неоперационных и операционных функций, осуществляемых ОАО «ФСК ЕЭС»:

- в соответствии с диспетчерскими командами (распоряжениями, разрешениями) ОАО «СО ЕЭС» - в отношении ЛЭП, оборудования и устройств ПС, относящихся к объектам диспетчеризации;

- самостоятельно либо в координации с территориальными сетевыми организациями, потребителем - в отношении ЛЭП, оборудования и устройств, не относящихся к объектам диспетчеризации.

Система ОТУ ЕНЭС должна быть *оптимальной* по структуре и не содержать в себе излишних и дублирующих звеньев, *эффективной* при планировании и текущем управлении сетевым комплексом.

Задачи оперативно-технологического управления ОАО «ФСК ЕЭС» ориентированы на исполнение договоров по передаче электроэнергии субъектам рынка электроэнергии при соблюдении параметров качества электроэнергии, выполнении критериев надежности работы ЕЭС России и минимизации потерь по транзиту электроэнергии через ЕНЭС.

Задачами системы ОТУ объектами ЕНЭС являются:

1. Обеспечение надежного функционирования объектов ЕНЭС и выполнения заданных ОАО «СО ЕЭС» технологических режимов работы ЛЭП, оборудования и устройств объектов ЕНЭС.

2. Обеспечение надлежащего качества и безопасности при эксплуатации объектов ЕНЭС.

3. Создание иерархической структуры ОТУ ОАО «ФСК ЕЭС» для выполнения функций ОТУ ЕНЭС.

4. Создание единой системы подготовки оперативного персонала для выполнения функций ОТУ.

5. Обеспечение технологической оснащенности и готовности оперативного персонала к выполнению диспетчерских команд (распоряжений) ОАО «СО ЕЭС» и команд (подтверждений) оперативного персонала центров управления сетями (далее - ЦУС) ОАО «ФСК ЕЭС».

6. Автоматизация процесса ОТУ с целью снижения числа технологических нарушений, связанных с ошибочными действиями оперативного персонала.

7. Создание ПС без постоянного оперативного персонала с возможностью управления коммутационными аппаратами из ЦУС ПМЭС и, при обосновании, из диспетчерских центров ОАО «СО ЕЭС».

8. Во взаимодействии и по согласованию с ОАО «СО ЕЭС» участие в разработке и реализации программ развития ЕНЭС в целях повышения надежности передачи электрической энергии, наблюдаемости и управляемости сети, обеспечения качества электрической энергии.

9. Подготовка предложений ОАО «СО ЕЭС» по планированию отключений ЛЭП, оборудования ПС и устройств ЕНЭС для выполнения их ремонтов, ввода в эксплуатацию, модернизации/реконструкции и технического обслуживания. Организация реализации утвержденных графиков отключений ЛЭП и

10. Разработка в соответствии с требованиями ОАО «СО ЕЭС», согласование и утверждение в установленном порядке графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и осуществление фактических действий по вводу аварийных ограничений по диспетчерской команде (распоряжению) ОАО «СО ЕЭС».

11. Выполнение заданий ОАО «СО ЕЭС» по подключению объектов электросетевого хозяйства ОАО «ФСК ЕЭС» и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии под действие противоаварийной автоматики.

Организационно ОТУ в ОАО «ФСК ЕЭС» представляет четырех уровневую структуру: исполнительный аппарат, МЭС, ПМЭС, ПС. Персонал ОТУ исполнительного аппарата и МЭС выполняет неоперационные функции; персонал ОТУ ПМЭС и ПС выполняет как неоперационные, так и операционные функции.

Принципы оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления построены на иерархии управления нижестоящего уровня вышестоящем уровнем, четком распределения оборудования по уровням оперативной подчиненности, выстроенной системе подготовки и обучения персонала.

Система ОТУ является основным инструментом в создаваемой в ОАО «ФСК ЕЭС» системе ситуационно-аналитического управления для обеспечения сбора технологической информации от объектов ЕНЭС, ее анализа и информирования руководства о состоянии объектов электроэнергетики и ЕНЭС, мониторинга технологических нарушений, выявления чрезвычайных ситуаций и выполнения мероприятий по их устранению.

Для построения современной системы ОТУ техническая политика ОАО «ФСК ЕЭС» должна быть направлена для решения следующих вопросов:

- управление коммутационными аппаратами ПС с автоматизированного рабочего места (АРМ) оперативного персонала ПС;
- создание ПС без постоянного оперативного персонала с возможностью управления с ЦУС ПМЭС;
- внедрение средств оперативной и логической блокировки от неправильных действий при производстве переключений;
- анализа произошедшего отключения с помощью средств программного обеспечения;
- использование в работе системы советчика диспетчера по схемным и режимным вопросам;
- моделирования режимов работы ЕНЭС;
- широкое внедрение систем видеонаблюдения за оборудованием объектов;
- использование геоинформационных технологий, осуществляющих пространственно-технический мониторинг объектов с использованием современных аэрокосмических методов съемки, включая мониторинг пожарной и гидрометеорологической обстановки;
- возможность мониторинга состояния оборудования с АРМ ПС или программно-технических комплексов ЦУС.

Техническая политика ОАО «ФСК ЕЭС» должна быть направлена на оснащение Центров управления сетями автоматизированными системами технологического управления (АСТУ), средствами оперативно-диспетчерской связи. В состав АСТУ должны входить системы сбора и передачи оперативно-

технологической информации, программно-технические комплексы SCADA/EMS/NMS. Техническая политика развития АСТУ должна интегрироваться с внедрением АСУ ТП ПС, созданием программно-технических комплексов ситуационно-аналитического центра (САЦ) ОАО «ФСК ЕЭС», автоматизированными системами контроля и учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ). Организация систем связи должна быть выполнена на основе телекоммуникационной инфраструктуры Единой технологической сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ).

В части обеспечения надежного электроснабжения крупных городов и мегаполисов при участии подразделений ОТУ для крупных городов должны быть разработаны и реализованы программы организационно-технических мероприятий по предотвращению выхода за опасные границы режима в наиболее напряженные периоды - при аномально низких или высоких температурах окружающей среды в период максимумов нагрузки и с ремонтными схемами.

Кроме этого разработаны программы организационно-технических мероприятий по восстановлению энергоснабжения потребителей мегаполисов в случаях возникновения аварийных ситуаций. Эффективность и корректность программ должна проверяться во время противоаварийных тренировок, проведение которых должно быть обязательным для всех крупных городов. Тренировки должны проводиться с привлечением администрации и эксплуатационных служб мегаполиса.

2.5. Автоматизированные системы управления

2.5.1. Цели и задачи технической политики в области АСУ

Целями технической политики в области АСУ являются:

- комплексная автоматизация основных бизнес-процессов: финансово-экономического, хозяйственного, оперативно-технологического и производственно-технического характера;
- участие подразделений ОАО «ФСК ЕЭС» в оперативно-диспетчерском управлении режимами функционирования ЕЭС совместно с подразделениями ОАО «СО ЕЭС»;
- обеспечение повышения управляемости ОАО «ФСК ЕЭС» за счет централизации и систематизации всей имеющейся информации, а также предоставления оперативного доступа к ней;
- обеспечение снижения затрат за счет более рационального расходования средств (закупочная деятельность, управление техническим обслуживанием и ремонтами, управление активами и др.).

2.5.2. Базовые принципы реализации АСУ ОАО «ФСК ЕЭС»

АСУ ОАО «ФСК ЕЭС» базируются на следующих основополагающих взаимосвязанных принципах:

Единая система нормативной документации, основанная на открытых международных стандартах

При построении системы стандартов ОАО «ФСК ЕЭС» для создания АСУ принимать за основу открытые стандарты Международной электротехнической комиссии (МЭК), а также методически и технически связанные с ними стандарты других международных организаций (OMG, W3C и др.).

Единая информационная модель

Единство информационных, расчетных моделей являются важнейшим инструментом технической политики в области автоматизации, обеспечивающих качество расчетов и анализа, В качестве основы для создания указанных моделей рекомендуется применять стандартизованную МЭК Общую Информационную Модель (СІМ) электроэнергетики.

Единая система классификации и кодирования

Единая классификация объектов управления при функционировании распределенных систем управления позволит обеспечить однозначную консолидацию и группировку данных, единообразие различных выборок.

Единая концепция развития КИСУ

Единая для филиалов и ДЗО ОАО «ФСК ЕЭС» концепция развития программного и технического обеспечения. Унифицированные для автоматизации бизнес-процессы и регламенты взаимодействия при совместном использовании информационных систем.

Единая платформа интеграции

Единая платформа интеграции обеспечивает возможность обмена данными между многочисленными приложениями максимально гибким и экономичным образом. Принципиальной особенностью АСУ ОАО «ФСК ЕЭС» является

поэтапное создание общей структуры (системной шины) обмена данными, построенной в соответствии со стандартами МЭК 61970 и 61968.

Многоплатформенность

АСУ ОАО «ФСК ЕЭС» должна обеспечивать межплатформенное решение для любой операционной платформы (Windows-платформы, Unix-платформы), поддерживать линейку промышленных СУБД (MS SQL, Oracle) и т.п. с возможностью реализации гетерогенной распределенной системы.

Безопасность информации

Все информационные объекты в АСУ ОАО «ФСК ЕЭС» должны быть защищены матричной схеме безопасности. Матрица уровней доступа, создается и редактируется специальными средствами администратора системы. Система безопасности должна позволять протоколировать действия пользователей. Типы протоколируемых действий, как и типы самих объектов, подлежащих контролю, должны быть настраиваемыми. Для контроля доступа пользователей должен иметься широкий набор функций мониторинга и получения отчетов.

Единство управления

Модуль мониторинга и управления должен обеспечивать единую точку контроля и управления всеми элементами АСУ: хранилищами, серверами, пользователями и группами пользователей независимо от их расположения.

Открытость разработок

Рекомендуется предоставлять разработчикам полный комплект библиотек для создания собственных интерфейсов пользователя с помощью открытых интерфейсов прикладного программирования (API) как для клиент-серверной, так и веб-архитектуры бизнес-приложений.

Единая точка входа для пользователя

При разработке корпоративных приложений преимущество должно отдаваться трезвенной (веб) архитектуре с возможностью интеграции АРМ пользователей на базе корпоративного портала, обеспечивающим работникам персонализированное представление различных корпоративных данных и единую точку входа пользователя к бизнес-приложениям, разрешенным к использованию.

2.5.3. Техническая политика в области автоматизации

Деятельность ОАО «ФСК ЕЭС» в области автоматизации предполагает создание иерархической Корпоративной информационной системы управления (КИСУ), состоящей функциональных блоков (см. рис. 2.2) и отдельных подсистем (модулей). В КИСУ должно, обеспечиваться надежное и эффективное взаимодействие между модулями и внешними относительно КИСУ системами: СО, НП АТС и другими субъектами и участниками ОРЭ (при необходимости).

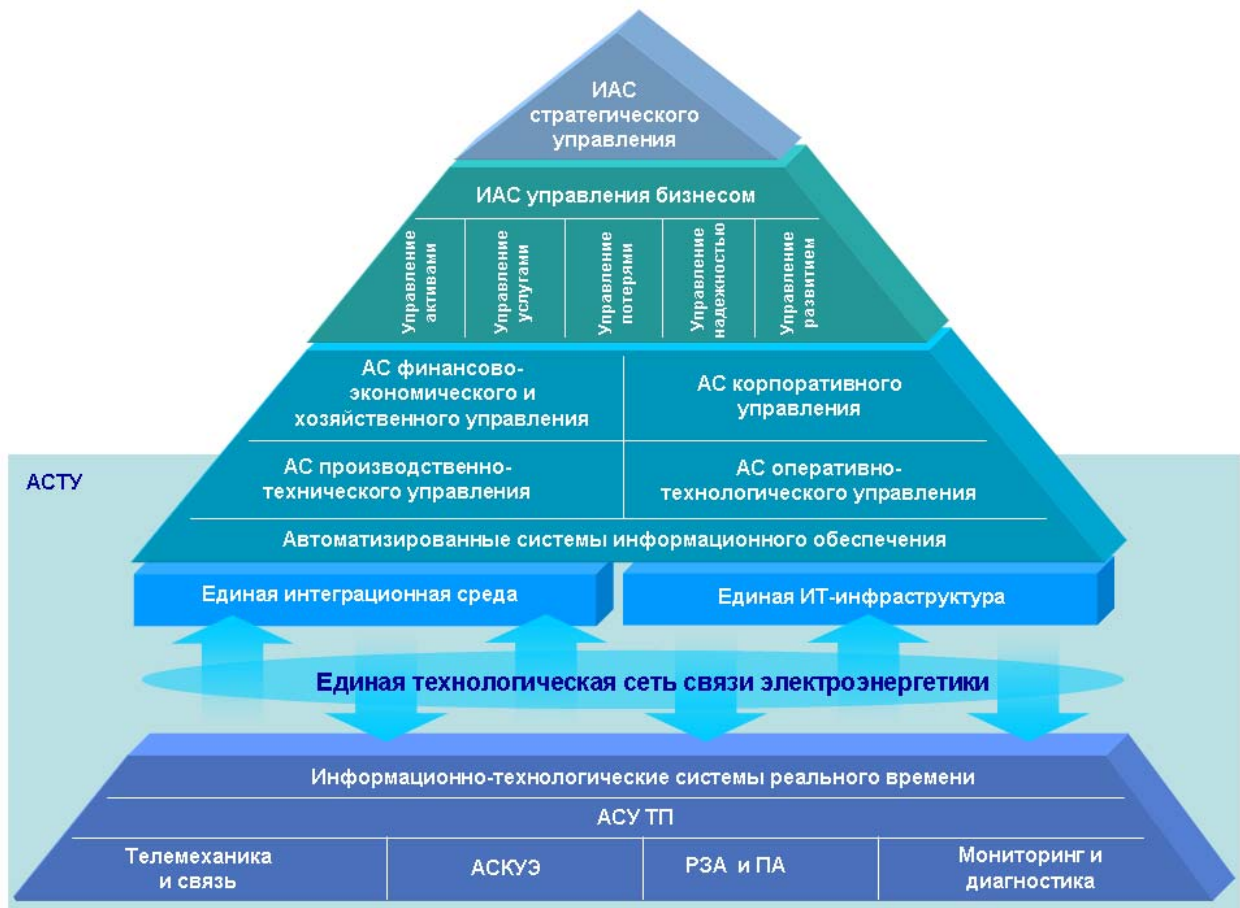


Рис. 2.2. Функциональная структура КИСУ ОАО «ФСК ЕЭС».

Техническая политика ОАО «ФСК ЕЭС» в области автоматизации отдельных функциональных блоков предполагает реализацию следующих основных целей:

1. Блок стратегического управления:

- Предоставление Руководству Общества комплексной оценки результатов деятельности ОАО «ФСК ЕЭС» на основе качественных и количественных показателей эффективности (КПЭ - ключевых показателей эффективности) в различных разрезах.
- Оценка достижения поставленных стратегических целей компании.
- Выявление закономерностей в развитии ситуаций при анализе аналогичных ситуаций.

2. Блок финансово-экономического и хозяйственного управления

В области управления закупками и материальными потоками

- Повышение эффективности закупок продукции (товаров, работ, услуг) для нужд ОАО «ФСК ЕЭС» за счет создания централизованной базы данных о планируемых и реализуемых закупках с унифицированным доступом к информации и функциям.
- Сокращение расходов и издержек ОАО «ФСК ЕЭС» за счет централизации и автоматизации закупочных процессов.

- Снижение затрат на материальное обеспечение за счет оптимизации планирования ресурсов и снижения уровня складских запасов.

В области планирования и бюджетирования, бухгалтерского, налогового учета и отчетности

- Поддержка процессов экономического планирования и бюджетирования ОАО «ФСК ЕЭС» и обеспечения руководства компании и руководителей филиалов и подразделений своевременной, полной и достоверной информацией, с возможностью проведения комплексного анализа данных, их динамики и тенденций.
- Обеспечение в рамках единой информационной системы регистрацию и обработки документов о движении материалов, выполнении работ, оказании услуг и ведение бухгалтерского и налогового учета в соответствии с принятыми на предприятии нормативами и законодательством РФ;
- Обеспечение руководства предприятия современными программными инструментами для проведения всестороннего анализа.

В области управления имуществом

- Контроль стоимости имущественных комплексов.
- Оптимизация структуры имущества ОАО «ФСК ЕЭС».
- Контроль денежных потоков в разрезе имущественных комплексов.

В области управления инвестиционной деятельностью

- Обеспечение централизованного хранения полной, актуальной, достоверной, непротиворечивой информации об инвестиционных проектах.
- Предоставление инструментов для оперативного формирования и корректировки инвестиционных программ.
- Обеспечение контроля реализации инвестиционных проектов и инвестиционной программы с помощью оперативного доступа к информации о получении и использовании инвестиций, сравнения плановых и фактических показателей, формирования аналитической отчетности.
- Поддержка информационного обмена и взаимодействия между департаментами Исполнительного аппарата ОАО «ФСК ЕЭС», филиалами и агентами.

3. Блок корпоративного управления

В области управления персоналом

- Обеспечение планирования и контроля затрат на персонал – оплату труда, мероприятия по обучению и повышению квалификации, мотивационные мероприятия.
- Снижение трудозатрат при получении различных аналитических отчетов.

В области корпоративного и управленческого документооборота

- Повышение производительности труда сотрудников Общества за счет ликвидации «дублирования» функций, сокращения времени поиска документов и пр.;
- Повышение «прозрачности» корпоративных бизнес-процессов за счет реализации контрольных процедур

4. Блок производственно-технического управления

В области управления техническим обслуживанием и ремонтами

- Переход к системе планово-предупредительных ремонтов с определением объемов работ с учетом технического состояния, показателей надежности и важности оборудования.
- Формирование многолетней базы статистических данных о технологических нарушениях и повреждениях оборудования, отказах оборудования, времени и затратах по ремонту оборудования.

В области оценки технического состояния оборудования

- Повышение надежности работы оборудования за счет качественного планирования работ по ТОиР/замене оборудования на основе данных о фактическом техническом состоянии оборудования.
- Планирование ТОиР, замены и обновления оборудования на основе детального анализа технического состояния оборудования для оптимального использования ресурсов.
- Определение остаточного эксплуатационного ресурса.

5. Блок оперативно-технологического управления

В области автоматизации оперативно-технологического управления

Задачи диспетчерско-технологического управления в ОАО «ФСК ЕЭС» должны решаться в рамках многоуровневой иерархической автоматизированной системы технологического управления (АСТУ). АСТУ относится к классу систем SCADA/EMS/NMS и содержит несколько функциональных блоков, каждый из которых является ядром для реализации определенных категорий функций. АСТУ ОАО «ФСК ЕЭС» должна обеспечить:

- комплексную автоматизацию оперативно-технологического управления, включая поддержку организации и проведения ремонтов, технического обслуживания, реконструкции, технического перевооружения и развития сетевого оборудования;
- получение достоверной оперативной и технологической информации, необходимой для комплексной автоматизации различных видов деятельности ОАО «ФСК ЕЭС», осуществляемой с помощью различных автоматизированных подсистем.

В области технического и коммерческого учета электроэнергии

- Автоматизация обработки результатов измерения автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии ЕНЭС, отвечающей требованиям нормативной базы

- Автоматизация расчета потерь электроэнергии в электрических сетях ЕНЭС на всех уровнях технологического управления на основе результатов измерения АИИС КУЭ ЕНЭС ОАО «ФСК ЕЭС».
- Автоматизация процессов метрологического обеспечения и обработки получаемых результатов средств измерения электрических величин, с целью своевременности получения результатов измерений и формирования учетных показателей.

6. Блок информационного обеспечения

В области хранения и представления технологических данных.

- Обеспечение унифицированного доступа к совокупному объему технологических данных по всем объектам ЕНЭС прикладным системам и пользователям КИСУ.
- сбор данных от всех подсистем технологического управления:
 - Систем автоматического управления и регулирования;
 - Автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП);
 - Подсистемы мониторинга и диагностики оборудования;
 - Системы коммерческого и технического учета электроэнергии;
- Агрегирование данных, ведение исторических архивов параметров процессов, математическую обработку данных;
- унифицированное представление данных клиентским приложениям конечных пользователей и обмен данными на основе Единой информационной модели (СІМ).
- Обеспечение возможности поэтапного наращивания объемов собираемых данных, вторичных функций обработки данных и масштабирования количества одновременно работающих с системой клиентских приложений и прикладных систем.

В области управления технической информацией.

- Обеспечение стандартизированного подхода к созданию, эксплуатации и модернизации объектов ЕНЭС на основе двух групп стандартов:
 - функциональные стандарты, определяющие порядок функционирования системы в соответствии с требованиями ОАО «ФСК ЕЭС» (отраслевые и промышленные стандарты электроэнергетики, стандарты МЭК и т.п.);
 - стандарты жизненного цикла, определяющие процессы проектирования (разработки), строительства, пуско-наладочных испытаний, эксплуатации и ликвидации объекта (международные (ISO/IEC 10303, 12207, 900x и др.) и российские стандарты (ГОСТ Р 34, ГОСТ Р ИСО 10303)).

- обеспечение всех участников процесса создания, управления и эксплуатации объектов ЕНЭС доступом к технической информации средствами современных информационных технологий;
- обеспечение контроля качества технической информации по объектам ЕНЭС и другим системам, а также контроль корректности протекания процедур управления жизненным циклом объектов ЕНЭС.

7. Блок ИТ-инфраструктуры

В области информационно-вычислительной инфраструктуры

Основные направления в области ИВИ:

- архитектура аппаратных средств должна базироваться на принципах открытых систем и распределенных компьютерных систем с высокой степенью резервирования;
- целесообразно использовать однотипное ПО и промышленные СУБД (одного производителя) или широко распространенные связки, например MS Windows Server + MS SQL, Sun Solaris + Oracle, IBM AIX + Oracle.
- при эксплуатации системного и прикладного ПО необходимо использовать аудит, системы автоматического обновления и контроля целостности.
- все используемое ПО (системное, прикладное, СУБД) должно поддерживать функции безостановочного резервного копирования и удаленного администрирования.
- в качестве основной технологии компьютерных сетей используется Ethernet, протокол IP, на уровне ядра сети обязательно применение резервирования;
- структурированная кабельная система должна строиться в соответствии с требованиями стандарта ISO/IEC 11801:2002 на соответствие категории 5е слаботочных кабельных систем здания;
- ВЭРС должна быть выполнена в соответствии с требованиями ГОСТ 50571 (МЭК-364) «Электроустановки зданий. Основные положения. Требования по обеспечению безопасности»;
- ИБП должны включать модули удаленного мониторинга и диагностики, в аварийной ситуации поддерживать работу ядра системы не менее 40 мин.;
- соблюдение принципов иерархического построения сети в едином адресном пространстве ЕЦССЭ;
- категоризация задач на уровне системного ПО, с последующей изоляцией важных и консолидацией второстепенных, возможно применение систем виртуальных машин;
- при технической возможности, на каждом активном сетевом элементе должна быть установлена система единого времени, в качестве эталона рекомендуется использовать российские источники точного времени;
- на все закупаемое оборудование и ПО должен присутствовать полный комплект лицензий, необходимый для эксплуатации, гарантийные обязательства и предусмотрено послегарантийное обслуживание;
- используемое для построения ИВИ сетевое оборудование и ПО, осуществляющие функции защиты информации (межсетевые экраны),

В области обеспечения информационной безопасности

- Конфиденциальность и аутентичность информации, циркулирующей в КИСУ или наиболее ее важной части.
- Целостность и достоверность информации.
- Доступность (своевременный доступ пользователей к необходимой им информации и ресурсам системы). Отказоустойчивость и работоспособность компонентов системы в любой момент времени.
- Разграничение ответственности за нарушение установленных правил.
- Оперативный контроль процессов управления, обработки и обмена информацией (системы сканирования, мониторинга, обнаружения и регистрации аномального режима работы системы).

В области мониторинга и управления ИТ-инфраструктурой

- Создание единых центров мониторинга и управления ИТ-инфраструктурой по двухуровневой схеме - консолидированный на верхнем уровне (МЭС, ИА ОАО «ФСК ЕЭС») и локальные на уровне объектов;
- Реализация в центрах мониторинга ИТ-инфраструктуры следующих функций:
 - сбора сведений и регистрации событий о работе компьютерного и телекоммуникационного оборудования;
 - мониторинга работоспособности - идентификацию и инвентаризацию компонент инфраструктуры, анализ сбоев и производительности систем, отображение состояния системы и оповещение об авариях;
 - формирование отчетов о работе системы;
 - отображение графической информации администратору системы;
 - оповещение администратора системы о необходимости вмешательств;
 - анализ способности системы выполнять бизнес-функции.
- Реализация в центрах управления ИТ-инфраструктурой следующих функций:
 - учет оказываемых услуг;
 - резервное копирования и восстановления данных;
 - централизованное выполнения операций по заданному расписанию;
 - распространение программного обеспечения;
 - удаленное управления персональными компьютерами.

В области управления ИТ-услугами

- Поддержка реструктуризации подразделений ИТ в сервисные службы – служба поддержки пользователей, служба сетевого и системного

- Использование в работе сервисных служб промышленных, адаптированных под конкретные нужды инструментариев класса «Service Desk», интегрированных с системами мониторинга и управления оборудованием;
- Использование в работе сервисных служб соглашения об уровне обслуживания (SLA), а также четких регламентов и схем взаимодействия различных подразделений.

В области обеспечения резервирования основного центра обработки данных (ЦОД)

С целью наращивания мощности системо-технического комплекса ОАО «ФСК ЕЭС» для обеспечения бесперебойной работы КИСУ ОАО «ФСК ЕЭС» необходимо создание резервного центра обработки данных (РЦОД) территориально удаленного от основного центра обработки данных (ЦОД).

Техническая архитектура РЦОД должна обеспечивать дополнительные мощности резервного копирования данных для оперативного восстановления работоспособности подсистем КИСУ ОАО «ФСК ЕЭС» при отключении основного ЦОД, из-за продолжительных незапланированных (аварийных) простоев, множественных сбоев или отказов оборудования, катастроф. Архитектура РЦОД и состав оборудования должны соответствовать технической архитектуре основного ЦОД.

2.6. Единая технологическая сеть связи электроэнергетики

2.6.1. Общие положения

Единая технологическая сеть связи электроэнергетики (далее - ЕТССЭ) представляет собой совокупность средств, узлов и линий связи, объединенных общей структурой, общими техническими, технологическими и организационными принципами.

Согласно статьи 15 Федерального закона № 126-ФЗ от 07.07.2003г. «О связи» ЕТССЭ относится к категории технологических сетей связи.

ЕТССЭ предназначена для обеспечения управления технологическими процессами в производстве, передаче и распределении электроэнергии, оперативно-диспетчерского управления и производственной деятельности электроэнергетики.

Для исключения влияния производственной деятельности на управление технологическими процессами электроэнергетики в составе ЕТССЭ предусматриваются две отдельные соответствующие составляющие:

- Технологическая - предназначена для обеспечения управления технологическими процессами в производстве и передаче электроэнергии, оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.
- Корпоративная - предназначена для обеспечения производственной (финансовой, коммерческой и административно-хозяйственной) деятельности электроэнергетики.

2.6.2. Цели и задачи технической политики в области ЕТССЭ

Целью является обеспечение потребностей пользователей технологических и корпоративных систем ОАО «ФСК ЕЭС» и других субъектов электроэнергетики современным набором услуг связи с заданными показателями качества обслуживания при оптимальных затратах на развитие и эксплуатацию ЕТССЭ для достижения требуемого уровня надежности и темпов развития ЕНЭС.

Основными задачами, решение которых возложено на ЕТССЭ, являются:

- повышение наблюдаемости и управляемости отрасли за счет обеспечения руководителей всех рангов оперативной и достоверной информацией о технологических, экономических и организационных проблемах на объектах отрасли и оперативном доведении принятых решений и поставленных задач до каждого предприятия отрасли или должностного лица;
- возможность интеграции ИТ инфраструктуры предприятий электроэнергетики в единое инфокоммуникационное пространство;
- повышение эффективности производства и потребления энергии на основе непрерывного учета;
- обеспечение информационного обмена между объектами электроэнергетики и ДЦ/ЦУС для осуществления оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления;
- обеспечение мониторинга с целью прогнозирования чрезвычайных ситуаций в электроэнергетике и сетевой информационной безопасности;
- расширение набора предоставляемых услуг корпоративной и

- возможность интеграции с отраслями ТЭК, а также с ведомствами и операторами связи заинтересованными в создании сетей связи на базе инфраструктуры электроэнергетики;
- обеспечение недискриминационного доступа субъектов электроэнергетики к ресурсам ЕТССЭ.

2.6.3. Принципы создания и развития ЕТССЭ

ЕТССЭ должна создаваться и развиваться, исходя из следующих основных принципов:

- цифровизация сети и внедрение оборудования перспективных технологий мультисервисных сетей связи (IP, MPLS и др.). Вывод из эксплуатации аналоговых систем связи;
- широкополосность - возможность гибкого и динамического изменения скорости передачи информации в широком диапазоне в зависимости от текущих потребностей;
- масштабируемость сети - возможность расширения сети без изменения основополагающих технических принципов ее построения;
- разделение (физическое, программное и т.п.) технологических и корпоративных сегментов ЕТССЭ;
- инвариантность доступа - возможность организации доступа к услугам ЕТССЭ независимо от используемой технологии;
- организация полного набора традиционных услуг связи и новых информационных услуг с возможностью обеспечения требуемого качества обслуживания;
- мультисервисность - независимость технологических и корпоративных услуг обеспечения связи от транспортных технологий;
- интеллектуальность - возможность управления услугой, вызовом и соединением со стороны пользователя и возможность создания новых сервисов с использованием стандартизированных средств;
- экономическая целесообразность создаваемой сети, снижение капитальных и операционных затрат;
- учет при создании сети потребностей в линиях связи и каналах связи других взаимодействующих технологических сетей и потребностей спецпотребителей в случаях чрезвычайных ситуаций;
- организации взаимодействия со сформированными и формирующимися корпоративными сетями связи субъектов электроэнергетики;
- учет прогнозов потенциальных потребностей электроэнергетики в телекоммуникационных и информационных услугах на перспективу до 2015 года.

ЕТССЭ должна создаваться и развиваться с условием обеспечения «Целевой модели прохождения команд и организации каналов связи и передачи телеметрической информации между диспетчерскими центрами и центрами управления сетями сетевых организаций, подстанциями», утвержденной совместным решением ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» от 29.01.2007.

2.6.4. Основные требования к услугам ЕТССЭ

ЕТССЭ - технологическая сеть связи, предназначенная для обеспечения производственной деятельности электроэнергетики и управления технологическими процессами в производстве, передаче и распределения электроэнергии на всех уровнях иерархии оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления с гарантированным качеством обмена всеми видами информации (звук, видео, данные).

Основными потребительскими требованиями к услугам связи являются (параметры приведены в разделе 4 «Показатели прогрессивности технических решений»):

- Основные параметры услуги (скорость передачи информации, номерная емкость, время установления соединения, географическая доступность);
- Параметры качества оказываемых услуг:
 - доступность;
 - надежность;
 - коэффициент готовности и время восстановления;
 - пропускная способность;
 - качество передачи информации.
- Защищенность передаваемой информации (информационная безопасность).
- Функционирование телекоммуникационной инфраструктуры в круглосуточном режиме с резервированием ее элементов, обеспечивающих непрерывность оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.

Требования к организации информационного обмена между ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС», включая требования к оперативно-диспетчерской связи, приведены в действующем «Положении об информационном взаимодействии между ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» в сфере обмена технологической информацией».

2.6.5. Структура и состав сетей ЕТССЭ

В состав ЕТССЭ входят существующие и строящиеся линии и сети связи, включая средства предоставления услуг и управления.

Сети связи ЕТССЭ делятся на следующие составляющие:

1) Первичная (транспортная и доступа) сеть связи, представляющая собой совокупность сетей и линий связи, обеспечивающих доставку различных видов информации и включающей в себя все существующие и строящиеся сети и линии связи:

- Единая цифровая сеть связи электроэнергетики (ЕЦССЭ) на основе арендованных ресурсов (каналов)
- Проводные сети и линии связи:
 - кабельные линии связи (КЛС);
 - волоконно-оптическая сеть и линии связи (ВОЛС);
 - высокочастотная сеть связи по ВЛ (ВЧ-ВЛ).
- Сети и каналы беспроводной радиосвязи фиксированной службы:

- радиорелейные линии связи (РРЛ);
 - спутниковые каналы связи;
- 2) Вторичные сети, представляющие собой совокупность средств, обеспечивающих передачу, коммутацию и распределение информации определенного вида, и включающие:
- телефонную сеть;
 - сеть конференцсвязи (аудио и видео);
 - сеть передачи данных.

Одним из этапов модернизации ЕТССЭ является переход к распределенным мультисервисным технологиям обработки трафика на базе концепции сети связи нового поколения (Next Generation Network, NGN). Внедрение в ЕТССЭ элементов технологии NGN даст возможность более полно использовать преимущества передовых технологий для предоставления перспективных дополнительных услуг.

Создание ВОЛС по ВЛ, наряду с модернизацией радиорелейных и кабельных линий, вводом в эксплуатацию спутниковой связи и транкинговых радиосетей, техническим перевооружением высокочастотной сети связи позволит обеспечить цифровизацию транспортной сети, что является базовым направлением развития ЕТССЭ

С целью улучшения наблюдаемости ЕНЭС и, как следствие, повышения уровня оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления стратегический приоритет должен быть отдан цифровизации сетей доступа на уровне «объект - диспетчерский центр/центр управления сетями».

2.6.5.1. ЕЦССЭ

Единая цифровая сеть связи электроэнергетики - универсальная структурированная сеть связи, предназначенная для обеспечения взаимодействия предприятий ОАО «ФСК ЕЭС» на всех уровнях иерархии управления с гарантированным качеством обмена всеми видами информации (звук, видео, данные).

ЕЦССЭ построена с использованием арендованных каналов на базе оборудования канальной и пакетной коммутации является резервной магистральной сетью в составе ЕТССЭ по отношению к сети ВОЛС.

Основной задачей развития и модернизации ЕЦССЭ является оптимизация передачи данных и голоса, эффективное распределение полосы пропускания, организация виртуальных частных сетей (VPN).

2.6.5.2. Линии связи КЛС и РРЛ

В настоящее время на основе аналогового оборудования КЛС и РРЛ созданы технологические линии связи для обеспечения диспетчерской и технологической связи, передачи данных.

В перспективе планируется:

- постепенный вывод КЛС из эксплуатации с заменой на ВОЛС. В экономически обоснованных случаях - цифровизация существующих КЛС.
- применение цифровых РРЛ при необходимости резервирования и быстрого развертывания сетей связи.

Современные цифровые системы радиорелейных линий связи (PDH, SDH) прямой видимости представляют собой надежные, удобные и доступные средства

связи для построения телекоммуникационной инфраструктуры на уровне МЭС, ПМЭС и ПС.

В числе основных преимуществ радиорелейных линий связи:

- возможность быстрой установки оборудования при сравнительно небольших капитальных затратах;
- высокая эксплуатационная рентабельность;
- возможность создания сетевой инфраструктуры с различной топологией («магистраль», «звезда», «дерево», «кольцо»).

Успешная конкуренция РРЛ с кабельными и волоконно-оптическими линиями, особенно в районах со сложным рельефом местности, где их эксплуатация не только экономически выгодна, но и не редко является единственно возможным решением, позволяет использовать их для организации:

- каналов диспетчерской и технологической связи;
- каналов связи для передачи данных, сигналов/команд релейной защиты и противоаварийной автоматики;
- «последней мили» к точкам доступа.

Получение разрешений на использование радиочастотного спектра, т.е. решений о выделении полос радиочастот и о присвоении (назначении) радиочастот осуществляется в соответствии с утвержденным ОАО «ФСК ЕЭС» «Положением о порядке организации и использовании средств радиосвязи в предприятиях и организациях электроэнергетики».

2.6.5.3. ВОЛС

Волоконно-оптические линии связи являются базовой сетью ЕТССЭ. Создание сети осуществляется подвеской на ВЛ оптического кабеля встроенного в грозозащитный трос или самонесущего кабеля, и организацией систем передачи с использованием технологий ПЦИ (PDH), СЦИ (SDH), IP поверх SDH, спектрального уплотнения с разделением по длинам волн (WDM).

Технология построения ВОЛС с использованием ВЛ оптимальна для электроэнергетики, так как магистральные участки электрической сети ЛЭП и телекоммуникационных сетей могут сооружаться как единое целое. Такая комбинированная инфраструктура максимально эффективным образом связывает источники информации и источники электрической энергии с их потребителями.

По сравнению с другими сетями связи, ВОЛС по ВЛ обеспечивает передачу любого вида трафика, обладает повышенными характеристиками по скорости и емкости, и не подвержена внешним электромагнитным влияниям, имеет в несколько раз меньшее количество механических повреждений от внешних воздействий, чем кабели, проложенные в грунте.

Проектирование, строительство и эксплуатация ВОЛС по ВЛ должны осуществляться в соответствии с утвержденными Минтопэнерго РФ, 1998 год, «Правилами проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше» и другими НТД Общества.

Системы ВЧ связи имеют достаточную надежность при передаче сигналов РЗ и ПА, но не обладают требуемой пропускной способностью для передачи данных АСТУ и КИСУ. Кроме того, работа каналов аппаратуры ВЧ связи на конкретной ВЛ в большой степени зависит от соотношения с/ш, что

регламентирует их использование для диспетчерской телефонии и телеинформации, критичной к времени передачи.

С учетом изложенного, наиболее пригодными при организации каналов сети связи нижнего уровня для систем диспетчерского и технологического управления, передачи команд/сигналов РЗ и ПА являются волоконно-оптические системы передачи с резервированием системами ВЧ связи (для передачи сигналов РЗ и ПА).

Организация каналов в ВОЛС должна осуществляться, как правило, с применением мультиплексоров SDH/PDH, с возможностью организации между объектами кольцевой топологии, позволяющей обеспечить резервирование или дублирование каналов диспетчерско-технологического управления, РЗ и ПА

При использовании мультиплексоров систем передачи каналы между полуккомплектами оборудования РЗ и ПА должны организовываться по схеме «точка-точка» с использованием в системах SDH виртуальных контейнеров VC-12, а в системах PDH цифровых потоков E1 по каналам передачи данных пропускной способностью 64 кбит/с и соответствующим интерфейсом (G.703, X.21, V.35).

Допускается организации каналов для РЗ и ПА по отдельным выделенным волокнам ВОЛС (как правило, при отсутствии мультиплексоров и наличии свободных волокон оптического кабеля).

Основными принципами и направлениями развития ВОЛС являются:

I. Повышение функциональности и надежности

- Обеспечение привязки энергообъектов к региональным узлам связи по разнесенным трассам.
- Обеспечение стандартных механизмов резервирования SDH, в т.ч. кольцевого на уровне ПС – РУС (ДЦ, ЦУС) – ОУС (ДЦ, ЦУС).
- Создание единой системы управления и системы тактовой сетевой синхронизации.
- Внедрение на магистральных направлениях цифровых систем передачи на основе спектрального уплотнения (DWDM).

II. Оптимизация затрат на развитие и эксплуатацию

- Унификация применяемых средств связи и технических решений.
- Паритетный обмен ресурсами с операторами связи.
- Создание системы учета ресурсов.
- Закупка услуг связи для резервирования и при отсутствии на данных направлениях планов по собственному строительству ВОЛС.
- Обеспечение аварийно-восстановительных бригад техникой и материалами для восстановления работоспособности ВОЛС.

Техническое обслуживание и ремонт ВОЛС-ВЛ должны быть организованы комплексно совместно с персоналом линейных бригад, обслуживающим ЛЭП.

Штаты линейных бригад по обслуживанию и ремонту ЛЭП должны укомплектовываться специалистами по связи:

- оператор тягово-тормозного комплекса;
- инженер-измеритель;
- инженер-сварщик.

При этом возможно совмещение специальностей

Для производства аварийных и ремонтно-восстановительных работ должны быть использованы специальные машины и оборудование:

- тягово-тормозные комплексы;
- транспортные средства;

- измерительные приборы;
- оборудование и материалы для временного и постоянного восстановления.

2.6.5.4. Линии ВЧ связи

ВЧ связь - технологическая сеть связи электроэнергетики, по каналам которой передаются голос, данные телемеханики, АИСКУЭ, команды РЗ и ПА, необходимые для управления технологическими процессами электроэнергетики в нормальных и аварийных режимах.

подавляющая часть аппаратуры ВЧ связи (75-80%), работающая по ЛЭП ОАО «ФСК ЕЭС» выпущена до 1980 года (АСК, ВЧА, ЕТ-6/7, Z-12, ТН-12, ВЧТО, АВЗК и т.д.), морально и физически устарела, не отвечает корпоративным и отраслевым требованиям по объемам передаваемой информации, надежности и достоверности ее передачи, организации эксплуатации.

В последние годы на сети ЕНЭС появилась многофункциональная аппаратура, в которой совмещены каналы передачи голоса, данных и сигналов-команд. В современных цифровых ВЧ системах для полосы частот 8 кГц в каждом направлении (прием и передача) может быть достигнута скорость 64 кбит/с. Развитие поддержки протокола IP, в особенности для ВЧ по ВЛ высокого напряжения, обеспечивает значительное повышение пропускной способности. Уже сегодня разрабатываются технологии, позволяющие увеличить полосу пропускания и, следовательно, скорость передачи до 256 кбит/с.

Основными принципами и направлениями развития линий ВЧ связи являются:

- I. Повышение функциональности, надежности и качества ВЧ связи
 - реконструкции аналоговых систем ВЧ связи. Внедрение многофункциональных комплексного использования цифровых систем, отвечающим отраслевым и корпоративным требованиям;
 - использование систем с цифровой обработкой и цифровой передачей информации;
 - эффективное использование частотного ресурса каналов ВЧ связи;
 - создание Единой информационной системы по выбору частот каналов ВЧ связи (ЕИС ВЧ).
- II. Оптимизация затрат на развитие и эксплуатацию ВЧ связи
 - применение комбинированной аппаратуры ВЧ связи для передачи речи, сигналов ТМ, АИСКУЭ, РЗ и ПА, способную передавать все эти сигналы в одном канале.
- III. Совершенствование технологий эксплуатации, ТОиР систем ВЧ связи
 - создание и внедрение систем централизованного управления;
 - обеспечение эксплуатации необходимым парком КИП и ЗИП;
 - подготовка квалифицированного персонала.
- IV. Совершенствование нормативно-технической документации
 - пересмотр и дополнение НТД, для обеспечения надлежащего качества разработки, проектирования и эксплуатации ВЧ каналов.

Модернизация систем ВЧ осуществляется в рамках реконструкции, технического перевооружения и нового строительства электросетевых объектов.

Выбор рабочих частот при проектировании и организации каналов ВЧ связи по ЛЭП, используемых для передачи сигналов речи, данных, телемеханики, АИИС КУЭ, релейной защиты и противоаварийной автоматики осуществляется в соответствии с СТО ОАО «ФСК ЕЭС» «Руководящие указания по выбору частот высокочастотных каналов по линиям электропередачи 35, 110, 220, 330, 500 и 750 кВ».

2.6.5.5. Средства подвижной радиосвязи

Средства подвижной радиосвязи предназначены для обеспечения в совокупности с другими линиями и средствами связи ЕТССЭ надежного и оперативного управления ЕНЭС, в т.ч. в условиях возникновения чрезвычайных ситуаций.

В состав средств подвижной радиосвязи ЕТССЭ входят средства КВ и УКВ радиосвязи.

Основными задачами сети подвижной радиосвязи является обеспечение:

- оперативного и технологического управления ЕНЭС, в т.ч. труднодоступными и расположенными в удаленных районах энергообъектами;
- оперативного сбора с труднодоступных энергообъектов технологической информации и данных коммерческого учета;
- обеспечения персонала линейных и аварийно-восстановительных бригад линейно-эксплуатационной связью;
- организации резервных каналов связи для передачи диспетчерской информации субъектам оперативно-диспетчерского управления ЕНЭС;
- оперативного и технологического управления ЕНЭС в условиях чрезвычайных ситуаций.

Сеть подвижной радиосвязи должна развиваться по пути расширения возможностей по передаче информации всех видов на базе систем, имеющих длительную перспективу использования. В связи с этим предусматривается развертывание цифровых сетей подвижной радиосвязи на базе стандарта TETRA, CDMA и др.

Связь диспетчерского (оперативного персонала) с оперативно-выездными бригадами (ОВБ) и ремонтным персоналом может осуществляться по радио, сотовой и спутниковой связи.

Использование мобильной (сотовой) связи для организации выделенных основных и резервных каналов связи диспетчерского и технологического управления не допускается.

2.6.5.6. Сеть спутниковой связи

В рамках реализации Программы АИИС КУЭ ЕНЭС создана сеть спутниковой связи ОАО «ФСК ЕЭС» на основе VSAT-технологии для передачи данных коммерческого учета электроэнергии с возможностью передачи голоса и данных телемеханики. Технология VSAT имеет ограниченные возможности по наращиванию пропускной способности обратного канала - до 512 кбит/с для VSAT-станции с антенной диаметром 1,2 м и передатчиком мощностью 1-2 Вт при коэффициенте готовности канала 0,987.

По мере формирования опорно-транспортной сети связи на базе ВОЛС и фиксированных линий связи ССС должна занять место резервной системы связи,

обеспечивающей передачу согласованного минимума технологической информации во время неисправности основных систем связи. Перевод спутниковых каналов связи ОАО «ФСК ЕЭС» в статус режима эксплуатационной готовности позволит существенно снизить затраты на содержание ССС.

Основными принципами и направлениями развития сети спутниковой связи являются:

- внедрение современных систем соответствующим требованиям ОАО «ФСК ЕЭС»;
- жесткий контроль качественных показателей каналов (соглашение об уровне сервисов услуги, SLA);
- перевод каналов спутниковой связи в режим эксплуатационной готовности;
- региональное развитие на базе одного оператора и единой технологии;
- предоставление услуг связи в направлениях, где отсутствуют наземные каналы.

2.6.5.7. Сеть телефонной связи

Важнейшей задачей телефонной сети электроэнергетики является обеспечение надежного речевого взаимодействия служб оперативно-диспетчерского управления и административного управления электроэнергетики.

На сети отрасли задействованы УАТС различного типа: электромеханические, квазиэлектронные, электронные, IP-УАТС.

Основным направлением развития телефонной сети связи является создание опорной коммутационной сети электроэнергетики на основе радиально - узлового принципа построения с взаимодействием с телефонными сетями субъектов рынка электроэнергии. Современная цифровая техника предполагает использование современных протоколов телефонной сигнализации, позволяющих реализовать надежную телефонную связь, связь диспетчерского и оперативного персонала, дополнительные услуги, средства эффективного использования полосы пропускания канала связи, такие как голосовая компрессия.

Стратегия развития телефонной сети предусматривает:

- внедрение на всех уровнях управления программно-управляемых цифровых телефонных станций, сертифицированных Минкомсвязи РФ и аттестованных в установленном порядке в ОАО «ФСК ЕЭС»;
- унификацию цифровых УПАТС;
- постепенный переход от аналого-цифровой сети к полностью цифровой сети;
- внедрение технологии Voice over IP с нормированным сжатием;
- внедрение систем управления и мониторинга;
- внедрение единой системы маршрутизации и плана нумерации;
- расширение сервисов;
- использование современных протоколов сигнализации;
- внедрение биллинговых систем.

2.6.5.8. Сеть передачи данных

С учетом широкого внедрения ВОЛС в ближайшей перспективе планируется осуществить модернизацию сети передачи данных, построенную в рамках проекта создания ЕЦССЭ, и предназначенную для передачи данных КИСУ, систем

диспетчерско-технологического управления, служебных данных управления и мониторинга.

Основными принципами и направлениями развития сети передачи данных являются:

- внедрение типовых решений и единых технологий;
- использование единого плана IP-адресов;
- распределение трафика по всем имеющимся сетевым ресурсам при перегрузке основного канала (балансировка нагрузки);
- классификация трафика по степени критичности и соответствующая приоритезация;
- создание и внедрение единой системы управления и мониторинга;
- обеспечение целостности и конфиденциальности важной передаваемой информации в соответствии с федеральным законодательством и ОРД ФСК;
- сегментация подключаемых ЛВС;
- внедрение гибких и масштабируемых систем обеспечения защиты информации.
- оптимизация сетевого трафика за счет кэширования и компрессии данных;
- оптимизация работы протоколов для повышения интерактивности работы приложений использующих эти протоколы.

2.6.5.9. Сеть видеоконференцсвязи

Сеть видеоконференцсвязи (ВКС), созданная в рамках проекта ЕЦССЭ, обеспечивает возможность организации видеоконференции между клиентами сети ВКС. Терминалы ВКС могут устанавливать видео/аудио соединения между собой в режиме точка-точка (point-to-point) без использования ВКС сервера. Если количество участников видеоконференции больше двух, то данная конференция организуется с использованием ВКС сервера.

Сеть ВКС построена по иерархическому принципу в соответствии с организационной структурой ОАО «ФСК ЕЭС». На уровнях ИА и МЭС ОАО «ФСК ЕЭС» находятся серверы ВКС, на которых могут быть организованы сеансы видеоконференции с участием терминалов ВКС ИА, МЭС, ПМЭС.

Основные задачи развития сети ВКС:

- расширение возможностей серверов ВКС для подключения терминалов ВКС из внешних сетей, включая Интернет;
- использование стандартов передачи видеоизображения высокой четкости (HD);
- использование средств защиты информации при организации видеоконференций.

2.6.5.10. Система управления ЕТССЭ

ЕТССЭ является совокупностью сетей связи (аналоговых и цифровых) электроэнергетики, реализованных на базе оборудования различных типов и производителей.

Основными целями создания единой системы управления ЕТССЭ являются:

- снижение времени локализации и устранения неисправностей в работе телекоммуникационной и информационно-вычислительной инфраструктуры;
- повышения эффективности использования ресурсов существующего оборудования связи
- обеспечение проактивного мониторинга;
- снижение издержек на техническое обслуживание телекоммуникационной и информационно-вычислительной инфраструктуры;
- повышение доступности сервисов, предоставляемых на основе телекоммуникационной и информационно-вычислительной инфраструктуры;
- консолидации данных о составе и производительности оборудования связи, используемых при планировании развития и модернизации сети связи.

Единая система управления ЕТССЭ и сетями связи, входящими в состав ЕТССЭ, должна базироваться на принципах TMN в соответствии с Рекомендаций МСЭ-Т М.3010, и формироваться на базе интегрированной платформы, реализующей функции:

- мониторинга и управления неисправностями;
- управления инвентаризацией (учет физических и логических ресурсов сети);
- управления производительностью (мониторинг параметров сети и анализ производительности);
- контроля выполнения задач по устранению неисправностей;
- управления качеством предоставляемых услуг (SLA)
- управление безопасностью (контроль доступа к ресурсам сети).

Системы управления оборудованием (сетевыми элементами) должны иметь в своем составе интерфейсы, обеспечивающие взаимодействие с системой управления ЕТССЭ (интерфейсы NBI). NBI интерфейсы должны обеспечить возможность передачи данных об ошибках и авариях на управляемом оборудовании, а также инвентарных данных об элементах ЦСПИ и логических данных об организованных каналах как на уровне отдельных элементов сети, так и на сетевом уровне.

СУ ЕТССЭ представляет собой совокупность программно-аппаратных комплексов и сети передачи данных.

В соответствии с существующей иерархией технологического и корпоративного управления структура СУ ЕТССЭ формируется на базе центров управления трех уровней:

- центр мониторинга и управления систем связи (ЦУМСС) на базе центрального узла связи «ОАО ФСК ЕЭС»;
- окружной центр управления (ОЦУ) на базе окружного узла связи (ОУС);
- региональный центр управления (РЦУ) на базе регионального узла связи (РУС) и/или ПМЭС.

Центры управления должны размещаться на территориях и производственных площадях ОАО «ФСК ЕЭС» и обеспечивать возможность передачи данных о состоянии сетевых элементов сети (каналах) находящихся в перечне объектов диспетчеризации в ДЦ, ЦУС.

Для построения СУ ЕТССЭ должно быть предусмотрено дублирование

основных критичных для функционирования системы компонент: баз данных, серверов, каналов управления.

Техническая структура СУ ЕТССЭ должна обеспечиваться на основе сертифицированных программно-аппаратных комплексов, поддерживающих функции самодиагностики, рассчитанных на круглосуточный непрерывный режим работы без профилактического обслуживания.

Дальнейшее развитие СУ ЕТССЭ предполагает реализацию функций:

- планирования и развития услуг (моделирование и прогнозирование развития сети);
- управления нарядами на активацию услуг;
- учета времени использования различных ресурсов сети.

Программные и технические средства ЕТССЭ должны функционировать в круглосуточном режиме с резервированием элементов ИТ-инфраструктуры, обеспечивающих непрерывность оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.

2.6.5.11. Сеть тактовой сетевой синхронизации (ТСС)

Сеть тактовой сетевой синхронизации (ТСС) должна быть рассчитана на долгосрочную перспективу, базироваться на самых передовых технологических решениях и представлять разветвленную однородную сеть формирования, доставки и распределения синхросигналов, наложенную на транспортную сеть ЕТССЭ.

Основным назначением сети ТСС является обеспечение установки и поддержания определенной тактовой частоты цифровых сигналов, которые предназначены для цифровой коммутации и цифрового транзита с тем, чтобы временные соотношения между этими сигналами не выходили за определенные пределы.

Надежность и живучесть сети ТСС должна гарантироваться однородностью сети связи, наличием прямых и резервных путей синхронизации, дополнительных сигналов от GPS/ГЛОНАСС-приемников в составе ПЭГ и ВЗГ, использованием в аварийных ситуациях комбинированного режима работы системы ТСС - по иерархиям «ведущий - ведомый» и «распределенный ПЭГ». Синхронизация должна осуществляться по принудительному способу с соблюдением иерархического принципа по древовидной (радиально-узловой) схеме без замкнутых колец.

Для ЕТССЭ должна быть создана сеть ТСС ОАО «ФСК ЕЭС» со своими ПЭГ и ВЗГ, при этом сеть ТСС ОАО «ФСК ЕЭС» должна работать с базовой сетью ТСС ОАО «Ростелеком» в псевдосинхронном режиме и вместе с ней составлять систему тактовой сетевой синхронизации ЕТССЭ.

Основные принципы построения сети ТСС цифровых сетей изложены в Руководящем техническом материале по построению ТСС на цифровой сети связи РФ, утвержденным решением ГКЭС России 01.11.1995 г.

Для организации сети ТСС должна использоваться специальная аппаратура синхронизации, которую можно разделить на три вида:

- аппаратура, формирующая эталонные сигналы синхронизации (ПЭГ или ПЭИ);
- аппаратура, восстанавливающая и поддерживающая качество сигналов синхронизации (ВЗГ);

- аппаратура распределения синхросигналов и вспомогательных преобразований.

При необходимости дополнительного распределения сигналов синхронизации на узлах связи должна использоваться аппаратура размножения сигналов синхронизации.

Сигналам синхронизации должно присваиваться качество, определяемое источником этих сигналов. Качественные показатели сети ТСС должны соответствовать РД. 45.230-2001, рекомендациям МСЭ-Т 6.811, 6.812, 6.813 и стандартам ЕСЭ 300 462-1 .23.4.5.6.

Основными задачами на ближайший период являются:

- Разработка требований к единой системе ТСС, включая требования к присоединению к базовой сети синхронизации;
- Разработка схемы ТСС, охватывающей все зоны эксплуатационной ответственности филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС;

Создание единой системы управления и мониторинга сети ТСС ОАО «ФСК ЕЭС».

2.7. Метрологическое обеспечение производства в ОАО «ФСК ЕЭС»

Целью метрологического обеспечения производства в ОАО «ФСК ЕЭС» является обеспечение единства и требуемой точности измерений во всех производственных процессах при осуществлении деятельности по приему, преобразованию, передаче и распределению электрической энергии.

Приоритетными направлениями технической политики в области метрологического обеспечения являются:

- организация приведения отраслевой нормативной документации и стандартов организации в области метрологического обеспечения в соответствие требованиям законодательства РФ и изменившейся структуре отрасли;
- внедрение современных методов и средств измерений, автоматизированного контрольно-измерительного оборудования, оснащения калибровочных лабораторий современными установками для калибровки/поверки средств измерений и эталонными средствами, необходимой вычислительной техникой, транспортными средствами;
- планирование организации метрологического обеспечения с повышенной точностью для инновационных типов нового оборудования;
- разработка стандартов организации по созданию системы метрологического обеспечения на всех этапах, начиная с планирования работ до выборочного контроля качества их выполнения;
- проведение аккредитации на техническую компетентность метрологических служб исполнительного аппарата и филиалов.

Все СИ, применяемые на объектах ОАО «ФСК ЕЭС», должны отвечать следующим требованиям:

- СИ должны быть зарегистрированы в Государственном реестре СИ (внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений), допущены к применению в РФ и находиться в исправном состоянии;
- метрологические характеристики СИ должны соответствовать нормам точности измерения конкретного измеряемого параметра согласно действующим государственным и отраслевым нормативным требованиям по обеспечению единства измерений;
- вновь устанавливаемые (при аварийной или плановой замене) СИ должны быть аттестованы на соответствие требованиям ОАО «ФСК ЕЭС»;
- СИ должны быть поверены (калиброваны) в установленном порядке и иметь действующие свидетельство и/или клеймо о поверке, запись в эксплуатационных документах на СИ;
- измерения (за исключением прямых измерений) должны выполняться по аттестованным в установленном порядке методикам (методам) измерений.

Должны быть исключены из цикла измерений во всех производственных процессах при осуществлении деятельности по приему, преобразованию, передаче и распределению электрической энергии, технические средства, не являющиеся СИ.

Должна осуществляться плановая замена СИ, имеющих сверхнормативный износ, реализуемая в рамках программы модернизации СИ по следующим направлениям:

- полная модернизация СИ в сфере государственного регулирования;
- модернизация СИ, используемых для мониторинга технологических параметров оборудования и сети.

Приоритетом является замена изношенных СИ на многофункциональные СИ нового поколения (цифровые, имеющие возможность передачи сигнала на расстояние) с увеличенным межкалибровочным, межповерочным интервалом.

2.8. Эксплуатация электрических сетей

Ниже приведены основные подходы к организации эксплуатации объектов ЕНЭС, которые подробно раскрыты в Положении об эксплуатационной политике ОАО «ФСК ЕЭС» (Л35).

Оперативное обслуживание:

- мониторинг состояния ЕНЭС, включающий в себя контроль состояния оборудования, анализ оперативной обстановки на объектах ЕНЭС;
- организация оперативных действий по локализации технологических нарушений и восстановления режимов ЕНЭС;
- организация оперативного обслуживания ПС, производства оперативных переключений, режимное и схемное обеспечение безопасного производства ремонтно-эксплуатационных работ в электрических сетях, относящихся к ЕНЭС;
- выполнение оперативным персоналом операционных функций по производству переключений в ЕНЭС.

Планирование и организация:

- планирование ремонтов осуществлять согласно графиков планово-предупредительных ремонтов с определением объемов работ на основе оценки технического состояния, с использованием современных методов и средств диагностики, в т.ч. без вывода оборудования из работы;
- проведение комплексного обследования и технического освидетельствования оборудования, выработавшего свой нормативный срок службы для продления срока эксплуатации;
- разработка предложений по модернизации, замене оборудования, совершенствованию проектных решений;
- оптимизация финансирования работ по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонтам путем определения объемов ремонтных работ на основании фактического состояния;
- снижение издержек и потерь;
- совершенствование организационных структур управления и обслуживания;
- организация профессиональной подготовки, переподготовки и повышения квалификации в соответствии со стандартом СО-ПП-1-2005;
- анализ параметров и показателей технического состояния оборудования, зданий и сооружений до и после ремонта по результатам диагностики;
- оптимизация аварийного резерва оборудования и элементов ВЛ;
- решение технических проблем при эксплуатации и строительстве оформляется в виде информационных писем, оперативных указаний, циркуляров, технических решений со статусом обязательности исполнения, приказов, распоряжений, решений совещаний и других управленческих решений.

Мониторинг и управление надежностью ЕНЭС:

- организация контроля и анализа аварийности оборудования;
- организация оценки и контроля надежности электроснабжения;
- создание соответствующей информационной базы.

2.9. Техническое обслуживание и ремонт (ТОиР)

Ниже приведены основные подходы к организации технического обслуживания и ремонтов на объектах ЕНЭС, которые подробно раскрыты в Положении об эксплуатационной политике ОАО «ФСК ЕЭС» (Л35).

Организационные направления:

- проведение ТОиР силами эксплуатирующей организации с возложением на нее ответственности за техническое состояние электрических сетей;
- развитие внутренних материальных, инструментальных и человеческих ресурсов, необходимых для проведения работ по ТОиР своевременно, качественно и в полном объеме;
- развитие современных средств диагностики и оценки технического состояния;
- разработка и внедрение автоматизированной методики оценки технического состояния, интегрированной с базой данных АСУ ТОиР;
- внедрение автоматизированных систем планирования и контроля проведения ТОиР;
- переход к долгосрочному планированию ТОиР (на 3 - 5 лет).
- совершенствование системы контроля качества;
- заключение договоров сервисного обслуживания с заводами-изготовителями основного электротехнического оборудования.

Комплексы работ, направленные на обеспечение надежности электрических сетей:

- внедрение методов и средств диагностики, в т.ч. без вывода из работы;
- внедрение специализации ремонтных работ;
- применение новых технологий ремонта оборудования ПС, ВЛ и новых материалов, обеспечивающих высокое качество и снижение затрат;
- механизация выполнения работ на ЛЭП и ПС, в первую очередь наиболее трудоемких видов работ;
- увеличение объемов ремонта воздушных ЛЭП под напряжением (без отключения);
- разработка и совершенствование нормативно-технической и эксплуатационной документации, технологических карт на выполнение ТОиР.

2.10. Технические средства подготовки производственного персонала

Для обеспечения требуемого уровня квалификации производственного персонала, ОАО «ФСК ЕЭС» считает необходимым наличие собственных учебных центров обучения и повышения квалификации (Центры подготовки персонала).

Каждый Центр подготовки персонала должен включать в себя:

- тренажерный класс для проведения противоаварийных тренировок и предэкзаменационной подготовки. В тренажерном классе должны располагаться тренажер для проведения противоаварийных тренировок, тренажер оперативных переключений и рабочие места для обучаемых и преподавателей, ведущих тренировки;

- электросетевой полигон для проведения практических занятий, выработки навыков и проведения соревнований профессионального мастерства.

Электросетевой полигон представляет собой участок ЛЭП, отдельного оборудования ПС и устройств РЗА. Учебный процесс подготовки персонала, обслуживающего и эксплуатирующего электрические сети, должен строиться на практическом обучении и отработке профессиональных навыков на реальном оборудовании.

- учебные классы для проведения теоретических занятий.

2.11. Перспективные технологии

2.11.1. Оборудование на основе явления сверхпроводимости

Явление сверхпроводимости основано на понижении сопротивления проводника до нуля при его охлаждении до крайне низких температур.

Применение оборудования на основе сверхпроводимости позволяет:

- сократить потери электроэнергии примерно в 2 раза;
- снизить массогабаритные показатели оборудования;
- повысить надежность и продлить срок эксплуатации электрооборудования за счет снижения старения изоляции;
- повысить надежность и устойчивость работы ЭЭС;
- повысить качество электроэнергии, поставляемой потребителям;
- повысить уровень пожарной и экологической безопасности электроэнергетики;
- повысить экологическую чистоту оборудования.

Использование СП оборудования и технологий с указанными качествами позволяют получить особо ощутимый эффект при применении в системах энергоснабжения мегаполисов и крупных городов.

Область применения оборудования на основе ВТСП-технологии:

- глубокие вводы большой мощности в центры крупных городов, что позволит в ряде случаев отказаться от ПС высокого напряжения в пользу среднего при сохранении передаваемой мощности;
- несинхронные связи ЭЭС на постоянном токе с использованием ВТСП КЛ, повышающих «живучесть» объединенной энергосистемы;
- передача электроэнергии через большие водные пространства;
- создание и применение новых типов кабелей на базе высокотемпературных сверхпроводников, повышают экономичность, экологичность и надежность передачи электроэнергии;
- сверхпроводниковые токоограничители для снижения токов короткого замыкания и снятия ограничений по параллельной работе участков ЭЭС из-за несоответствия эксплуатируемых аппаратов возросшим токам КЗ;
- создание и применение на объектах электроэнергетики силовых трансформаторов на основе сверхпроводимости;
- создание сверхпроводящих накопителей электроэнергии для повышения динамической устойчивости нагрузки.

В настоящее время реализуется проект установки в опытно-промышленную эксплуатацию ВТСП КЛ напряжением 20 кВ длиной 200 метров на ПС 110 кВ Динамо.

В рамках программы НИОКР разрабатываются:

- ВТСП КЛ постоянного тока напряжением 20 кВ длиной 1500 метров;
- сверхпроводниковый токоограничитель напряжением 110 кВ.
- сверхпроводниковый силовой трансформатор напряжением 110 кВ мощностью 50 МВА.

2.11.2. Активно-адаптивная сеть

В связи с либерализацией электроэнергетической отрасли, развитием рыночных отношений в электроэнергетике, к функционированию и развитию

ЕНЭС, в частности, и электроэнергетической отрасли, в целом, предъявляются новые и ужесточаются традиционные требования, касающиеся, в первую очередь:

- надежности функционирования энергообъектов и, как следствие, надежности электроснабжения потребителей;
- готовности электросетевой инфраструктуры к обеспечению функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии, параллельной работы ЕЭС России и электроэнергетических систем иностранных государств, присоединению новых генерирующих мощностей и потребителей;
- экономичности функционирования и развития;
- безопасности персонала и сокращения негативного влияния на экологию.

Обеспечение в настоящее время указанных требований осложнено постоянным повышением стоимости электрической энергии, ограниченностью традиционных органических видов топлива, моральным старением и физическим износом оборудования, нарастающим дефицитом квалифицированных кадров в энергетических компаниях, появлением новых угроз в виде терроризма, кибератак и пр.

Развивающаяся сегодня по традиционным принципам ЕНЭС в определенной перспективе не сможет в полной мере удовлетворить выдвигаемым к ней требованиям, что определяет необходимость перехода к инновационному пути ее развития. Это, в свою очередь, явилось предпосылкой к формированию разрабатываемой в настоящее время концепции активно-адаптивной сети (ААС), возможность создания которой обусловлена развитием таких технологий как:

- технологии гибких линий электропередачи (FACTS);
- технологии ЛЭП и вставок постоянного тока на основе современных преобразовательных устройств с микропроцессорным управлением;
- высокоскоростные средства связи;
- технологии мониторинга динамических свойств ЭЭС (WAMS) на основе регистрации векторных параметров электрического режима сети в режиме реального времени с использованием современных технических средств обработки и передачи информации (системы мониторинга переходных режимов ЕЭС России - СМНР);
- микропроцессорная техника для обработки информации и управления оборудованием.

В рамках разрабатываемой концепции разнообразие требований к новой электроэнергетике (ААС) может быть сведено к группе следующих базовых:

Доступность - обеспечение потребителей энергией в зависимости от того, когда и где она им необходима, и в зависимости от оплачиваемого качества.

Надежность - возможность противостояния физическим и информационным негативным воздействиям без масштабных отключений или высоких затрат на восстановление работы.

Экономичность - функционирование в соответствии с основными законами спроса и предложения на базе обоснованных цен.

Эффективность - обеспечение контроля над затратами, снижение потерь электроэнергии при ее передаче и распределении, более эффективное производство электроэнергии и эксплуатацию оборудования.

Органичность во взаимодействии с окружающей средой - снижение воздействий на окружающую среду осуществляется посредством нововведений в генерации, передаче, распределении, хранении и потреблении.

Безопасность - обеспечение ненанесения ущерба внешней среде или обслуживаемому персоналу.

Технологическое единство - национальная сеть должна быть модернизирована не посредством разных технологий, выбранных в случайном порядке, а с помощью спланированной программы и системы взглядов.

Для реализации этих требований ААС должна обладать новыми свойствами, основными из которых являются:

- стандартизованный высокотехнологичный гибкий интерфейс «генератор-сеть», «потребитель-сеть»;

- новая сетевая топология, обеспечивающая регулирование обменов мощности с соответствующей системой управления активными элементами ААС и объектами генерации;

- адаптивная реакция управляемых элементов ААС на изменение электроэнергетического режима энергосистемы в реальном времени, в том числе во взаимодействии с централизованными и локальными устройствами режимного и противоаварийного управления в нормальных и аварийных режимах;

- базирование на новых информационных ресурсах и технологиях для оценки ситуаций, выработки и принятия оперативных и долговременных решений.

С целью обеспечения построения ААС, обладающей вышеотмеченными свойствами, в ближайшее время требуется разработка инновационной технологической платформы, включающей в себя следующие основные направления:

- современное высокопроизводительное оборудование с улучшенными экономическими, надежностьвыми и экологическими характеристиками;

- интеллектуальные системы автоматического управления генерацией и нагрузкой в ситуационном (предаварийном) и нормальном режимах;

- активную интерфейсную связь, обеспечивающую возможность подключения новых автоматических систем с использованием возобновляемых, вторичных и нетрадиционных энергоисточников;

- новые информационные ресурсы и технологии для оценки ситуаций, выработки и принятия оперативных и долговременных решений;

- компетентные научную, проектную и образовательную базы,

Данные направления, в свою очередь базируются на следующих технологиях, требующих в ближайшее время отработки и пилотного внедрения:

- ограничители токов короткого замыкания (коммутационные, сверхпроводниковые, полупроводниковые);

- накопители электроэнергии различного типа и назначения (аккумуляторы большой емкости, маховиковые агрегаты, сверхпроводниковые накопители и др.);

- устройства на основе высокотемпературной сверхпроводимости (генераторы, трансформаторы, КЛ переменного и постоянного тока, компенсаторы реактивной мощности, ограничители токов короткого замыкания и др.);

- системы самодиагностики оборудования в режиме «on-line», интеллектуальные самодиагностирующиеся трансформаторы, КРУЭ и другие электроустановки;
- оптические системы измерения и управления, и созданные на их основе цифровые ПС;
- современные системы релейной защиты, противоаварийного и режимного управления;
- программные комплексы и информационные управляющие системы.

Создание ИЭС ААС должно стать основным двигателем технического прогресса в электроэнергетике, стимулируя следующие направления:

- инновационные технологии передачи и преобразования электроэнергии, автоматического управления;
- фундаментальные научные исследования, в т.ч. в области новых материалов;
- эффективные нетрадиционные и возобновляемые источники электроэнергии.

При этом положительными факторами технологического прогресса для экономики РФ послужат:

- развитие отечественной электротехнической промышленности;
- повышение эффективности использования энергоресурсов;
- снижение выбросов углекислого газа и вредных веществ в атмосферу за счет экономии производства электроэнергии.

2.11.3. Оптико-электронные измерительные трансформаторы тока и напряжения

В качестве альтернативы традиционным измерительным трансформаторам тока и напряжения могут применяться оптические измерительные преобразователи, характеристики которых допускают их применение для систем измерения и РЗА.

Точность измерения по току обеспечивается в широком динамическом диапазоне измерений - от 100А до 4000А - и защиты - до 160 кА.

Точность измерения по напряжению обеспечивается в диапазоне 50-200% номинального напряжения. При этом широкая полоса пропускания от 10 Гц до 5 кГц позволяет проводить полный анализ качества электроэнергии в части гармоник и переходных процессов.

Изоляторы оптико-электронных трансформаторов изготавливаются из композитных материалов, не нуждаются в специальной жидкой или газовой изоляционной среде, пожаро- и взрывобезопасны.

Оптико-электронные трансформаторы имеют высокие массогабаритные характеристики и требуют меньших трудозатрат при монтаже и обслуживании.

2.11.4. Создание полностью автоматизированных подстанций без обслуживающего персонала. Цифровые подстанции

Для исключения зависимости безаварийной работы сетевой компании от квалификации, тренированности и концентрации внимания оперативного и релейного персонала целесообразно распространение имеющей место длительное

время автоматизации технологических процессов: релейная защита, технологическая автоматика (АПВ, АВР, РПН, АОТ и др.), противоаварийная автоматика на производство оперативных переключений. Для этого, прежде всего, требуется значительно повысить наблюдаемость технических параметров, обеспечить контроль, достоверизацию положения, эффективную оперативную блокировку коммутационных аппаратов, автоматизацию управляющих воздействий. Применяемое силовое оборудование должно быть адаптировано к новейшим системам управления, защиты и мониторинга.

При внедрении микропроцессорных устройств, предпочтение должно отдаваться устройствам, предназначенным для работы в составе автоматизированных систем. Автономные устройства необходимо применять только в случае отсутствия системных аналогов. В связи с этим на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» в централизованном порядке должны быть исключены возможности применения микропроцессорных устройств с закрытыми протоколами обмена, устройств, не поддерживающих работу в стандарте единого времени.

Архитектура и функциональность автоматизированной системы управления технологическими процессами подстанции (АСУ ТП ПС) как интегратора всех функциональных систем ПС определяется уровнем развития техники, предназначенной для сбора и обработки информации на ПС для выдачи управляющих решений и воздействий. Со времени начала разработок в отечественной электроэнергетике проектов АСУ ТП ПС произошло существенное развитие аппаратных и программных средств систем управления для применения на электрических подстанциях. Появились высоковольтные цифровые измерительные трансформаторы тока и напряжения; разрабатывается первичное и вторичное электросетевое оборудование со встроенными коммуникационными портами, производятся микропроцессорные контроллеры, оснащенные инструментальными средствами разработки, на базе которых возможно создание надежного программно-аппаратного комплекса ПС, принят международный стандарт МЭК 61850, регламентирующий представление данных о ПС как объекте автоматизации, а также протоколы цифрового обмена данными между микропроцессорными интеллектуальными электронными устройствами ПС, включая устройства контроля и управления, релейной защиты и автоматики (РЗА), противоаварийной автоматики (ПА), телемеханики, счетчики электроэнергии, силовое оборудование, измерительные трансформаторы тока и напряжения, коммутационное оборудование и т.д.

Все это создает предпосылки для построения подстанции нового поколения - цифровой подстанции (ЦПС).

Под этим термином понимается ПС с применением интегрированных цифровых систем измерения, релейной защиты, управления высоковольтным оборудованием и оптических трансформаторов тока и напряжения и цифровых схем управления, встроенных в коммутационную аппаратуру, работающие на едином стандартном протоколе обмена информацией - МЭК 61850.

Внедрение технологий ЦПС даст преимущества по сравнению с традиционными ПС на всех этапах реализации и эксплуатации объекта, а именно:

Этап Проектирование.

- Упрощение проектирования кабельных связей и систем.

- Передача данных без искажений на практически неограниченные расстояния.
- Сокращение количества единиц оборудования.
- Неограниченное количество получателей данных. Распределение информации осуществляется средствами сетей Ethernet, что позволяет передавать данные от одного источника любому устройству на подстанции, либо за ее пределами.
- Сокращение времени по взаимоувязке отдельных подсистем за счет высокой степени стандартизации.
- Снижение трудоемкости метрологических разделов проектов.
- Возможность создания типовых решений для объектов разной топологической конфигурации и протяженности.
- Единство измерений. Измерения выполняются одним высокоточным измерительным прибором. Получатели измерений получают одинаковые данные из одного источника. Все измерительные приборы включены в единую систему синхронизации тактирования.
- Возможность создания типовых решений для объектов разной топологической конфигурации и протяженности.
- Возможность предварительного моделирования системы в целом для определения «узких» мест и нестыковок в различных режимах работы.
- Снижение трудоемкости перепроектирования в случае внесения изменений и дополнений в проект.

Этап строительно-монтажных работ.

- Сокращение наиболее трудоемких и нетехнологичных видов монтажных и пуско-наладочных работ, связанных с прокладкой и тестированием вторичных цепей.
- Более тщательное и всестороннее тестирование системы, благодаря широким возможностям по созданию различных поведенческих сценариев и их моделирования в цифровом виде.
- Сокращение расходов на непроизводительные перемещения персонала за счет возможности централизованной настройки и контроля параметров работ.
- Снижение стоимости кабельной системы. Цифровые вторичные цепи позволяют осуществлять мультиплексирование сигналов, что предполагает двухстороннюю передачу через один кабель большого количества сигналов от разных устройств. К распределительным устройствам достаточно проложить один оптический магистральный кабель вместо десятков, а то и сотен аналоговых медных цепей.

Этап Эксплуатация.

- Всеобъемлющая система диагностики, охватывающая не только интеллектуальные устройства, но и пассивные измерительные преобразователи и их вторичные цепи, позволяет в более короткие сроки устанавливать место и причину отказов, а так же выявлять предотказные состояния.
- Контроль целостности линий. Цифровая линия постоянно контролируется, даже если по ней не передается значимая информация.

- Защита от электромагнитных помех. Использование волоконно-оптических кабелей обеспечивает полную защиту от электромагнитных помех в каналах передачи данных.
- Простота обслуживания и эксплуатации. Перекоммутация цифровых цепей выполняется значительно проще, чем перекоммутация аналоговых цепей.
- Сокращение сроков ремонта из-за широкого предложения на рынке устройств различных производителей, совместимых между собой (принцип интероперабельности).
- Переход на событийный метод обслуживания оборудования за счет абсолютной наблюдаемости технологических процессов позволяет сократить затраты на эксплуатацию.
- Поддержка проектных (расчетных) параметров и характеристик в процессе эксплуатации требует меньших затрат.
- Развитие и доработка системы автоматизации требует меньших расходов (неограниченность в количестве приемников информации), чем при традиционных подходах.

2.11.5. Тросовые системы молниеотводов для защиты ПС от грозовых воздействий

При новом строительстве и реконструкции ПС рекомендуется применение на ОРУ тросовых молниеотводов, что обеспечивает, помимо повышения надежности защиты от прямых ударов молнии, исключение распространения тока молнии по земле на территории ОРУ, благодаря чему исключается угроза повреждения цепей вторичной коммутации и снижается уровень электромагнитных наводок, воздействующих на устройства релейной защиты, автоматики, каналы передачи, обработки и хранения оперативной информации.

2.12. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности

Техническая политика ОАО «ФСК ЕЭС» в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности направлена на реализацию Федерального закона РФ от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», состоит в реализации ОАО «ФСК ЕЭС» требований и мероприятий по проведению обязательного энергетического обследования, учету всех типов используемых энергетических ресурсов, учету требований к энергоэффективности зданий, строений, сооружений, требований к «энергетическому паспорту», а также исполнения соответствующих обязанностей.

Целями и задачами являются энергосбережение и повышение энергетической эффективности ОАО «ФСК ЕЭС» через сокращение потерь по основному виду деятельности (сокращение потерь электроэнергии при передаче по сетям ЕНЭС) и сокращение потребления всех видов энергетических ресурсов, и реализуется через разработку программных мероприятий, обеспечивающих:

- выполнение требований законодательства РФ и других нормативно-правовых актов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- совершенствование системы проведения контроля над энергозатратами и их снижение;
- достижение целевых индикаторов по направлениям программ энергосбережения и повышения энергетической эффективности;
- формирование условий, обеспечивающих экономически эффективную реализацию части потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «ФСК ЕЭС»;
- организацию мониторинга и корректировки программ снижения потерь и повышения эффективности мероприятий;
- анализ и внедрение передового опыта и технологий;
- непрерывность (связность) действия мероприятий во времени.

Основными направлениями технической политики ОАО «ФСК ЕЭС» в части энергосбережения и повышения энергетической эффективности является реализация мероприятий (в т.ч. через энергосервисные договоры) направленные на:

- снижение потерь электроэнергии при ее передаче (распределении и преобразовании по электрическим сетям);
- разработку и совершенствование нормативно-правовых документов, внутренних регламентов (документов), а также на проведение информационной работы;
- снижение расхода энергетических ресурсов, оснащение автоматизированной системой учета потребляемых энергоресурсов (тепло, газ, вода и др.) зданий, строений, сооружений, используемых электросетевой организацией при осуществлении услуг по передаче (распределении) электроэнергии;
- оснащение объектов ОАО «ФСК ЕЭС» приборами учета электрической энергии и организация процесса сбора информации на основе данных приборов учета посредством организации системы АИИС КУЭ;

- создание и внедрение инновационных пилотно-демонстрационных проектов повышения энергетической эффективности, в т.ч. FACTS, сверхпроводимости;
- проведение энергетического обследования объектов ОАО «ФСК ЕЭС» и получение «энергетического паспорта».

2.13. Защита интеллектуальной собственности

Научно-техническая информация, как результат научно-технической деятельности, способствующая наилучшей реализации принципиальных новшеств, является коммерческой тайной ОАО «ФСК ЕЭС» и охраняется в режиме конфиденциальности, в т.ч.:

- принципиальные конструкторские и технологические новшества, защита которых осуществляется путем патентования с получением документов исключительного права на имя ОАО «ФСК ЕЭС»;
- коммерчески значимые программы для ЭВМ и базы данных, защита которых осуществляется путем официальной регистрации с выдачей свидетельств РФ на имя ОАО «ФСК ЕЭС»;
- результаты, не имеющие патентной чистоты, но содержащие сведения, составляющие коммерческую тайну ОАО «ФСК ЕЭС».

3. Реализация технической политики в ЕНЭС

План-график реализации разделов Положения приведен в Приложении.

Основные механизмы реализации:

- конкретные проекты нового строительства, реконструкции и технического перевооружения, применение в которых новых технических решений, оборудования и технологий должно регламентироваться на основе требований Положения;
- комплексные программы определения технического состояния электросетевого оборудования;
- нормативно-техническое обеспечение;
- научно-технические услуги.

3.1. Новое строительство и обновление электрических сетей

3.1.1. Инвестиционная программа ОАО «ФСК ЕЭС» на пятилетний период

Инвестиционная программа объединяет следующие программы:

- Программа нового строительства электрических сетей;
- Программа реновации основных фондов;
- Программа создания развития и модернизации автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ);
- Программа создания корпоративной информационной системы (КИСУ);
- Программа создания автоматизированной системы технологического управления (АСТУ);
- Программа создания единой технологической сети связи электроэнергетики (ЕТССЭ);
- Программа создания автоматизированных систем управления технологическими процессами ПС (АСУ ТП);
- Программа контроля объектов в ухудшенном состоянии;
- Программа повышения надежности и наблюдаемости.

Главным принципом разработки Инвестиционной программы является реализация и своевременная корректировка Схемы и программы развития ЕЭС России на семилетний период, включающие Схему и программу развития ЕНЭС (Л1).

Основные характеристики Программы нового строительства электрических сетей

Электрические сети, действующие в настоящее время на территории Российской Федерации, в основном обеспечивают условия для поставки и получения мощности и электроэнергии субъектам оптового и розничных рынков.

Вместе с тем, в электрических сетях возникают «узкие» места, связанные с недостаточной пропускной способностью связей, отсутствием необходимого объема компенсирующих устройств, несоответствием отключающей способности выключателей уровню токов короткого замыкания, перегрузкой и старением

оборудования. Указанные обстоятельства снижают техническую и экономическую эффективность функционирования ЕЭС России и приводят к:

- ограничениям передачи мощности в межсистемных сечениях;
- ограничениям выдачи мощности электростанций;
- проблемам с обеспечением требуемой степени надежности выдачи мощности электростанций и электроснабжения потребителей;
- проблемам с регулированием и поддержанием в нормируемых пределах уровней напряжения.

Формирование перечня электросетевых объектов (ВЛ и ПС), намечаемых к вводу в инвестиционный период, проведено на основании анализа информации по передаче мощности из избыточных регионов в дефицитные, обеспечению ЭЭС необходимыми резервами мощности, выбору оптимальных режимов работы электростанций, обеспечению надежной устойчивой работы межсистемных электрических связей. Выбор объектов выполнен с учетом оптимального соотношения минимизации ущербов от возможных нарушений электроснабжения и затрат в сетевое строительство. Для каждого электросетевого объекта представлена информация по его техническим параметрам, назначению объекта и определены объемы инвестиций, необходимые для сооружения объекта.

3.1.2. Программа реновации основных фондов на 2011-2017 гг.

В период 2011-2015 гг. основным направлением инвестиционной политики в сетях должно быть (с учетом сбалансированного усиления сетей в регионах с быстро растущим потреблением) техническое перевооружение и реконструкция действующих электросетевых объектов.

Эффективность инвестиций в техперевооружение действующих объектов значительно выше, чем в новое строительство, вызванная ростом электропотребления. Это обусловлено тем, что в ряде случаев отпадает необходимость в создании инфраструктуры, но главным образом потому, что объекты техперевооружения уже имеют готовых потребителей, а при новом строительстве проектные нагрузки достигаются через несколько лет после ввода объекта в работу.

Кроме того, после техперевооружения резко снижаются затраты на эксплуатацию объекта и повышается его энергетическая эффективность и надежность работы.

В соответствии с приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.09.2010 №745 в 2010 году проведена работа по формированию Программы реновации основных фондов Общества (далее - Программа реновации) на период 2011-2017 гг. (Л2).

Программа реновации включает в себя:

- программу комплексной реконструкции объектов;
- программу некомплексной реконструкции (замена отдельных единиц оборудования);
- целевые программы по инвестиционной деятельности;
- программу комплектования аварийного резерва;
- программы замены выключателей 110-500 кВ, измерительных трансформаторов тока и напряжения 110-750 кВ.

Программой реновации предусмотрены мероприятия по реконструкции и техническому перевооружению электрических сетей в следующих направлениях:

- замена малонадежного, устаревшего и неэкономичного оборудования, состояние которого не соответствует современным техническим требованиям, условиям эксплуатации и режимам работы сетей;
- совершенствование схемы и повышение пропускной способности электрической сети, повышение надежности работы электроустановок и электроснабжения потребителей;
- снижения уровней воздействия энергоустановок на состояние окружающей среды;
- снижение затрат, повышение уровня и качества работ по ТОиР;
- повышение уровня эксплуатации объектов ЕНЭС;
- создание автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП).

В рамках реализации Программы реновации в течение 2010-2014 гг. предусматривается комплексная реконструкция 180 объектов, в т.ч. 163 ПС и 17 ЛЭП. При этом, общий ввод мощности до 2014 года составит 38 885 МВА (увеличение трансформаторной мощности на 5 389 МВА), более 1 600 МВАр (увеличение мощности более чем на 1100 МВАр), плановая величина комплексной реконструкции ЛЭП составляет порядка 800 км.

При выполнении данной программы будет стабилизирован уровень износа основных фондов и полностью обновлены более 20% ПС ОАО «ФСК ЕЭС».

На 2010 год запланирован ввод объектов комплексной реконструкции:

- ПС 500 кВ Липецкая (МЭС Центра);
- ПС 500 кВ Златоуст (МЭС Урала);
- ПС 220 кВ Газовая (МЭС Центра);
- ПС 220 кВ Новометаллургическая (МЭС Урала);
- ПС 220 кВ Витаминкомбинат (МЭС Юга).

Продолжается проектирование и комплексная реконструкция следующих объектов:

МЭС Центра:

ПС 500 кВ Арзамасская, ПС 330 кВ Белгород, ПС 330 кВ Губкин, ПС 330 кВ Садовая, ПС 220 кВ Владимировка, ПС 220 кВ Орловская Районная, ПС 220 кВ Правобережная, ПС 220 кВ Борская, ПС 220 кВ Районная, ПС 220 кВ Вичуга, ПС 220 кВ Аллюминиевая, ПС 220 кВ Кировская, РПП-2 (г. Череповец), ПС 220 кВ Вологда-Южная, ПС 220 кВ Ямская, ПС 220 кВ Северная (Тула), ПС 220 кВ Спутник, ПС 220 кВ Мирная, ПС 220 кВ Луч, ПС 220 кВ Ока, ПС 220 кВ Мичуринская, ПС 220 кВ Южная (Воронеж), ПС 220 кВ Северная (Липецк), ПС 220 кВ Пошехонье, ПС 220 кВ Темпы, ПС 220 кВ Нелидово, ВЛ 330 кВ Белгород-Лебеди.

МЭС Северо-Запада:

ПС 330 кВ Чудово, ПС 330 кВ Мончегорск, ПС 220 кВ Цементная, ПС-220 кВ Медвежьегорск.

МЭС Юга:

ПС 220 кВ НЗБ, ПС 220 кВ Р-4, ПС 220 кВ Староминская, ВЛ 220 кВ Центральная-Шепси, ВЛ 220 кВ Дагомыс - Псоу.

МЭС Волги:

ПС 220 кВ Рузаевка, ПС 220 кВ Ульяновская, ПС-220 кВ Левобережная, ПС 500 кВ Куйбышевская, ПС 220 кВ Чигашево, ПС 220 кВ Пенза-1, ПС 220 кВ Саратовская, ПС 220 кВ Кировская.

МЭС Урала:

ПС 220 кВ Калининская, ПС 220 кВ Титан, ПС 220 кВ Орская, ПС 220 кВ Каменская, ПС 500 кВ Шагол.

МЭС Западной Сибири:

ПС 500 кВ Тюмень, ПС 500 кВ Демьянская, ПС 220 кВ Сургут, ВЛ 220 кВ Уренгой-Тарко-Сале, ВЛ 500 кВ Холмогорская-Тарко-Сале, ВЛ 220 кВ Пыть-Ях-Правдинская.

МЭС Сибири:

ПС 220 кВ Означенное-Районная, ПС 220 кВ Левобережная (Красноярск), ПС 220 кВ КИСК (Красноярск), ЦРП 220 кВ КРАЗ, ПС 220 кВ НКАЗ-2, ПС 220 кВ Еланская, ПС 220 кВ Власиха, ПС 220 кВ Московка, ПС 220 кВ Чесноковская.

МЭС Востока:

ПС 220 кВ Береговая-2, ПС 220 кВ Тында, ПС 220 кВ РЦ, ПС 220 кВ Спасск, ПС 220 кВ Широкая.

Для обеспечения ввода объектов комплексной реконструкции в период 2013-2016 гг. Программой реновации предусмотрено начало финансирования проектных работ по 36 объектам (ПС и ЛЭП).

В рамках реализации Программы реновации предлагается внедрение новых технологий, в т.ч.:

- установка средств компенсации реактивной мощности СТК (ПС 500 кВ Ново-Анжерская, ПС 500 кВ Златоуст);
- применение многогранных опор и проводов повышенной пропускной способности (ВЛ 220 кВ Центральная - Шепси, ВЛ 220 кВ Шепси - Дагомыс);
- установка СТАТКОМ (ПС 400/330 кВ Выборгская);
- установка управляемых шунтирующих реакторов (ПС 500 кВ Магнитогорская, ПС 500 кВ Томская);
- внедрение выключателя-разъединителя на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» (ПС 220 кВ Дмитров).

Программа подлежит периодической корректировке с учетом изменения технического состояния объектов, а также в связи с переходом на баланс ОАО «ФСК ЕЭС» остальных объектов ЕНЭС.

3.1.3. Принципы технической политики при проектировании объектов нового строительства, технического перевооружения и реконструкции

В основе выбора проектных решений должен лежать критерий технико-экономической эффективности с учетом основных направлений технической политики ОАО «ФСК ЕЭС».

Проекты разрабатываются на основании Схемы и программы развития ЕЭС России на семилетний период, включающих Схему и программу развития ЕНЭС (Л1).

При этом в проектах учитываются:

- оценки динамики и прогноза режимов электропотребления;
- развития генерирующих мощностей, электрических сетей и режимов их работы;

- анализ балансов мощности и электроэнергии в ЕЭС, ОЭС, региональных ЭЭС и учитываются технико-экономические показатели проектируемого объекта

По объектам технического перевооружения используются также:

- акты и протоколы оценки технического состояния, а также статистика аварийности (т.е. степень ненадежности объекта);
- оценки важности объекта в части обеспечения межсистемных перетоков, электроснабжения примыкающих объектов и сетевой надежности, и перспектив его дальнейшего использования с уточнением его характеристики.

Разработку проектной документации выполняют специализированные организации:

- состоящие членом СРО на изыскания и проектирования, имеющие свидетельство о допуске к определенным видам работ, которые влияют на безопасность объектов капитального строительства.
- имеющие достаточный опыт выполнения аналогичных проектов,
- имеющие высокую деловую репутацию, выполнявшие ранее аналогичные проекты с надлежащим качеством.

Выбор проектной организации осуществляется на конкурентной основе.

Объем проектирования и основные характеристики объекта проектирования, определяются заданием на проектирование с уточнением на основании расчетов в составе проектной документации. В составе проектной документации обосновываются и выполняются:

- технико-экономическое сравнение вариантов строительства с учетом затрат в течение всего жизненного цикла объекта (строительство, эксплуатация, демонтаж и утилизация);
- технические решения по составу основного электротехнического оборудования и его характеристикам, принципиальным схемам, схемам собственных нужд, системе постоянного тока, РЗА, ПА, АСУ ТП, системам связи, АИИС КУЭ и т.д.

Вся проектная документация должна выполняться на основе нормативных документов, принятых к использованию в ОАО «ФСК ЕЭС» (технических регламентов, национальных стандартов, методик, положений, стандартов ОАО «ФСК ЕЭС», а также международных стандартов качества), а также указаний, распоряжений и других руководящих документов, обязательных при проектировании объектов ОАО «ФСК ЕЭС».

Должны широко применяться апробированные типовые решения с обоснованием их применения в конкретных проектах, а также индивидуальные вновь разрабатываемые технические решения с обязательной их проверкой соответствующими расчетами, а при необходимости и специальными испытаниями.

В проектной документации должны определяться в полном объеме технические требования к первичному электрооборудованию и главным схемам, схемам собственных нужд, постоянного тока, РЗА, ПА, АСУ ТП, СДТУ, средствам связи в т.ч. ВОЛС, ВЧ, а также АИИС КУЭ, системам мониторинга и диагностики.

В основном, проектирование выполняется в две стадии: проектная и рабочая документация. При необходимости выполняется предпроектная стадия - обоснование инвестиций.

Проектная документация, как правило, выполняется в 2 этапа:

1-ый этап - основные технические решения;

2-ой этап - проектная документация в полном объеме.

3.1.4. Экспертиза проектной документации, разрабатываемой по заказам ОАО «ФСК ЕЭС»:

- проверка на соответствие требованиям национальных и корпоративных стандартов;
- согласование главных схем электрических соединений в соответствии с Регламентом взаимодействия ОАО «ФСК ЕЭС» и ОАО «СО ЕЭС» по подготовке к утверждению схем электрических соединений ПС и ЛЭП при новом строительстве, расширении, техническом перевооружении и реконструкции объектов электросетевого комплекса, принадлежащих ОАО «ФСК ЕЭС» (Л4);
- проверка на соответствие требованиям «Требований к проектным организациям» (Л7);
- обеспечение высоких технико-экономических показателей сооружаемых и реконструируемых объектов;
- применение передовых аттестованных технологий и оборудования;
- рациональное использование ресурсов;
- обеспечение конструктивной надежности сооружений;
- электрическая и экологическая безопасность объектов при эксплуатации;
- снижение трудозатрат при обслуживании;
- максимальная автоматизация производства;
- контроль реализация замечаний и предложений по совершенствованию проектных решений.

3.2. Обеспечение надежности в условиях исчерпания ресурса основного оборудования объектов электросетевого хозяйства

Основные принципы включают реализации следующих направлений:

- стратегическое управление надежностью (повышение надежности выделенной части ЕНЭС заменой наиболее ответственных элементов и объектов, а также изменением структуры ЕНЭС путем строительства и расширения ЛЭП, ПС);
- оперативное управление надежностью (способы и приемы повышения надежности сетевого объекта или его части проведением ремонта, модернизации, дооснащения, выполнением специальных работ по реконструкции);
- антикризисное управление надежностью (восстановление нормального состояния участка или объекта ЕНЭС выполнением аварийно-восстановительных ремонтов при росте числа отказов в результате массового проявления технических дефектов тех или иных конструкций или узлов оборудования, воздействия неблагоприятных климатических и погодных явлений, паводка, пожаров, техногенных аварий, несанкционированных действий населения);
- развитие методического и программного обеспечения организации расследования технологических нарушений, сбора и учета информации, анализа и оптимизации надежности ЕНЭС и распределительных электрических сетей для этапов планирования развития и эксплуатации;
- организация нормативно-технического обеспечения, разработка и пересмотр соответствующих НТД;
- разработка требований к информационному обеспечению задач надежности ЕНЭС, организация мониторинга и статистического анализа

аварийности оборудования ВЛ, ПС, сетей и ЭЭС с получением необходимых показателей надежности (параметр потока отказов, интенсивность восстановления, недоотпуск электроэнергии, ущерба и др.), формирование и поддержание информационных баз, разработка и внедрение современных систем расследования, оформления технологических нарушений и анализа базы данных по аварийности в надежностных показателях регистрации аварийных событий и процессов;

- совершенствование требований по показателям надежности к электрооборудованию ВЛ и ПС, включая системы защиты и автоматики, на этапах проектирования, закупок, эксплуатации (диагностика, мониторинг, тестирование, испытания);

- разработка и обоснование критериев оценки состояния основного оборудования ВЛ и ПС;

- реализация системы мониторинга технического состояния основных элементов электрических сетей;

- совершенствование планирования и организации ремонтов с учетом фактора надежности;

- разработка и внедрение автоматизированной системы планирования ремонтов и поэтапный переход к организации ремонтов по состоянию оборудования по данным диагностики.

3.3. Повышение эффективности эксплуатации и технического обслуживания электрических сетей

Наиболее существенное повышение эффективности эксплуатации электрических сетей обеспечивается по следующим направлениям:

- переход к ремонтам на основе оценки технического состояния с внедрением надежных методов и средств диагностики текущего технического состояния оборудования электрических сетей без вывода оборудования из работы;
- механизация выполнения работ на ЛЭП и ПС;
- ремонт воздушных ЛЭП под напряжением (без отключения);
- оптимизация аварийного резерва оборудования (Л18) и элементов ВЛ, четкая организация ликвидации аварийных повреждений;
- улучшение противопожарного состояния ЛЭП и ПС.

В соответствии с конструктивными особенностями, технологией и условиями производства работ, структурой управления электросети организацию обслуживания необходимо осуществлять силами специально подготовленного и прошедшего аттестацию персонала, специализируемого на проведении основных видов работ по техническому обслуживанию и ремонту электрических сетей.

3.4. Внедрение инновационных технологий

3.4.1. Разработка и создание передовых технологий и оборудования для ЕНЭС

3.4.1.1. Направление создания инновационного силового оборудования ПС и ЛЭП включает разработку:

- устройств ограничений токов короткого замыкания на 220 кВ на основе применения быстродействующих коммутаторов, полупроводниковых устройств, высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСП);
- высокотемпературных сверхпроводящих силовых трансформаторов;
- сверхпроводящих кабелей;
- сверхпроводящих накопителей;
- вводов с элегазовой и твердой изоляцией;
- газонаполненных линий;
- статических полупроводниковых компенсаторов реактивной мощности;
- устройств продольной компенсации для ВЛ 500 кВ;
- фазо-поворотных устройств номинальным напряжением 220 кВ;
- взрыво- и пожаробезопасного высоковольтного оборудования;
- КРУЭ с оптическими измерительными трансформаторами и шиной процесса, обеспечивающих возможность применения в автоматизированных (цифровых) ПС;
- преобразовательного оборудования для создания современных электропередач и вставок постоянного тока, включая новые виды фильтрокомпенсирующих устройств, устройств активной фильтрации гармоник;
- силовых автотрансформаторов, совмещенных с управляемыми шунтирующими реакторами (трансреакторов).

Разработка указанных типов инновационного силового оборудования должна проводиться совместно с разработкой предложений по объектам внедрения новых типов ЭО с увязкой системной проработки вопросов применения новых типов ЭО.

Разработанная на основе одобренных комитетом по стратегии Совета Директоров ОАО «ФСК ЕЭС» программа инновационного развития будет предусматривать поэтапное создание следующего оборудования:

- тиристорный управляемый продольный компенсатор (ТУПК);
- вставка постоянного тока на преобразователях напряжения (ВПТН);
- преобразовательное оборудование для создания электропередач постоянного тока мощностью более 1 000 МВт напряжением ± 400 кВ на основе современных схемно-технических решений и элементной базе;
- фазоповоротное устройство (ФПУ);
- активные фильтры (АФ);
- управляемые шунтирующие реакторы различных типов (УШР, УШРТ);
- источник реактивной мощности на основе УШР и УШРТ;
- трансреактор;
- ограничитель токов КЗ на основе взрывного размыкателя;
- ограничитель токов КЗ на основе быстродействующего полупроводникового выключателя;
- система ограничения токов КЗ на основе управляемых вакуумных разрядников;

- ВТСП-трансформаторы;
- ВТСП-кабель;
- ВТСП ограничители токов КЗ;
- взрыво- и пожаробезопасный силовой трансформатор;
- оптический трансформатор тока и напряжения.

Задачи, решаемые при внедрении инновационного силового оборудования:

- повышение пропускной способности ЛЭП;
- снижение потерь электроэнергии в электрических сетях;
- регулирование напряжения в электрических сетях;
- ограничение токов КЗ;
- поддержание баланса и устойчивости передачи электроэнергии;
- повышение надежности и устойчивости электроснабжения потребителей;
- повышение надежности, безопасности и эффективности ЕНЭС.

Программа развития нового силового оборудования должна включать создание расчетных моделей нового оборудования для их использования в составе расчетных комплексов статической и динамической устойчивости ЕНЭС.

3.4.1.2. Создание комплексов электрооборудования на основе сверхпроводниковых технологий

Наиболее перспективным является создание следующих типов оборудования:

- ВТСП-токоограничители (ВТСП ТО);
- создание кабельной ЛЭП на основе ВТСП технологии, включающее определение режимов работы ЕНЭС со сверхпроводниковым электротехническим оборудованием, создание оборудования и полигона для испытания сверхпроводникового оборудования с промышленными параметрами;
- разработка номенклатуры силовых трансформаторов на основе сверхпроводимости;
- электромагнитные накопители энергии.

3.4.1.3. Разработка новых конструктивных решений, оборудования, систем и методов мониторинга ЛЭП и ПС

Создание современных конструкций, элементов, оборудования и систем мониторинга ВЛ и ПС, обеспечивающих надежность, минимальные затраты при строительстве, техническом перевооружении и ремонтно-эксплуатационном обслуживании.

3.4.1.4. Создание и совершенствование автоматизированных систем технологического управления и связи:

- автоматизированных информационно-измерительных и диагностических систем;
- информационно-вычислительных инфраструктур;
- автоматизированных систем технологического управления;
- систем и средств связи ЕТССЭ.

3.4.1.5. Разработка и совершенствование методического обеспечения, связанного с созданием новых технологий и оборудования для ЕНЭС

Разработка новых и совершенствование действующих методик по проектированию, строительству, техническому перевооружению и обслуживанию объектов ЕНЭС.

3.4.2. Перспективное развитие, совершенствование оперативно-технологического управления и повышение надежности ЕНЭС

3.4.2.1. Развитие электрических сетей ЕНЭС

Направления:

- разработка Схемы и программы развития ЕНЭС, в т.ч. развитие межсистемных и системообразующих электрических сетей с учетом деятельности субъектов оптового и розничных рынков электрической энергии и развития технологической инфраструктуры рынка;
- разработка основных направлений, концепций и программ технического перевооружения и реконструкции электросетевых объектов, относящихся к ЕНЭС;
- подготовка предложений по программе вводов электрических сетей в краткосрочной, среднесрочной и долгосрочной перспективе, в т.ч. с выделением региональных программ;
- информационное обеспечение, формирование и ведение баз данных технического состояния, выполнение на этой основе мониторинга электрических сетей, позволяющего полномасштабный перевод профилактического ремонтного обслуживания в технологию «по техническому состоянию» с высвобождением персонала;
- формирование и ведение баз данных технологического состояния и функционирования электрических сетей в целях реализации задачи присоединения потребителей и работы рынка электрической энергии;
- оценка перспективной величины экспортного потенциала ЕЭС России по электроэнергии и мощности и разработка предложений по развитию электрических сетей для его реализации.

3.4.2.2. Обеспечение надежности поставок и повышения качества электроэнергии в ЕНЭС

Направления:

- обеспечение надежности поставок и качества электрической энергии при управлении функционированием и развитием;
- создание и внедрение экономических механизмов управления надежностью электроснабжения, в т.ч. создание системы корректировки тарифов на оказание услуг по передаче электрической энергии в зависимости от уровней надежности работы электрических сетей;
- обеспечение живучести, в т.ч. обеспечение надежности энергоснабжения крупных городов, предотвращение и ликвидация крупных аварийных нарушений;
- организация системы мониторинга надежности поставок и качества электрической энергии;

- организация управления надежностью поставок и качеством электрической энергии;
- разделение ответственности между субъектами рынка за надежность поставок и качество электроэнергии.

3.4.2.3. Развитие и совершенствование оперативно-технологического управления:

- информационные комплексы оперативного персонала;
- системы управления объектами и подготовки оперативного персонала;
- разработка методического обеспечения моделирования режимов ЕНЭС.

3.4.2.4. Разработка и совершенствование методического обеспечения по анализу аварийности и повреждаемости в электрических сетях по статистическим данным эксплуатации:

- прогнозирование ресурсных показателей основного оборудования;
- оценка изменений надежностных показателей электросетевого оборудования и объектов во времени;
- разработка методики определения показателей безопасности электросетевых объектов.

3.4.2.5. Разработка и совершенствование методического обеспечения мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций в электрических сетях и по гражданской обороне электросетевых объектов:

- инженерно-технические мероприятия при чрезвычайных ситуациях природного характера;
- инженерно-технические мероприятия при чрезвычайных ситуациях техногенного характера;
- инженерно-технические мероприятия гражданской обороны.

3.4.3. Совершенствование технического обслуживания и ремонта объектов ЕНЭС

3.4.3.1. Контроль технического состояния и выявление узких мест в электрических сетях:

- определение качества серийно выпускающегося электрооборудования, конструкций и элементов ВЛ;
- выявление причин отказов и аварий электрооборудования и разработка мероприятий по повышению его надежности (исследовательские испытания);
- выяснение остаточного ресурса электрооборудования и разработка технических решений по продлению или снижению допустимого срока службы (вплоть до вывода оборудования определенных типов и годов изготовления из эксплуатации), рекомендаций по его модернизации, реконструкции и замене (ресурсные испытания);
- проверка специальных (дополнительных) требований (сверх требований ГОСТ и МЭК) при выполнении экспертизы (приемки) оборудования для оценки возможности его применения (дополнительные испытания);
- проверка технических решений по использованию новой техники, технологий и материалов (системные, натурные и сравнительные испытания).

3.4.3.2. Создание новых технологий, оснастки и материалов для технического обслуживания и ремонтов ЕНЭС:

- ремонт оборудования «по техническому состоянию»;
- новые технологии ремонта оборудования ПС и ВЛ.

3.4.3.3. Разработка и совершенствование методического обеспечения технического обслуживания и ремонта объектов ЕНЭС:

- разработка и совершенствование нормативно-технической документации по техническому обслуживанию и ремонту;
- создание технологических карт, методик и инструкций по техническому обслуживанию и ремонтам;
- методики оценки ресурсных показателей оборудования ПС и ВЛ;
- оценка экономических показателей технического обслуживания и ремонтов.

3.4.4. Разработка и пересмотр нормативно-технических документов корпоративного уровня для обеспечения функционирования и развития электрических сетей

Основное направление реализации - обновление нормативно-технической базы ОАО «ФСК ЕЭС» и Реестра действующих в ОАО «ФСК ЕЭС» нормативно-технических документов.

Путь обновления - реализация перспективных программ и годовых планов разработки и пересмотра НТД.

Требования к порядку разработки или пересмотра нормативно-технических документов приведены в Положении о порядке разработки и пересмотра нормативно-технической документации корпоративного уровня в ОАО «ФСК ЕЭС».

3.4.5. Повышение эффективности системы управления охраной труда

Ключевые направления:

- применение электрооборудования и технологий безопасных для жизни и безвредных для здоровья персонала;
- вовлечение всех сотрудников в деятельность по повышению безопасности производства. Разработка единого порядка организации работ уполномоченных лиц по охране труда;
- конкретизация действующих процедур СУОТ (в связи с изменением организационной структуры);
- создание и введение единого порядка идентификации опасностей, анализа и оценки рисков, проведения аттестации и сертификации рабочих мест по условиям труда на объектах ЕНЭС. Обучение работников методам идентификации опасностей в области охраны труда с разработкой корректирующих воздействий по их снижению;
- применение современных методов и средств защиты персонала от опасных и вредных факторов, в т.ч. оснащение персонала линейных бригад защитными комплектами от поражения электрическим током при работах в зонах наведенного напряжения;
- повсеместное обеспечение персонала филиалов и ДЗО ОАО «ФСК ЕЭС» современными санитарно-бытовыми помещениями.
- использование новых методов работы с персоналом в области обеспечения безопасности производства, в т.ч.:
 - пилотный проект по организации проведения предсменных медицинских осмотров персонала с использованием дистанционных методов контроля;
 - разработка и применение для снижения производственного травматизма видеоинструктажей для травмоопасных профессий и видов работ;
- автоматизация рабочих мест персонала структурного подразделения охраны труда и надежности для сбора, анализа, планирования работ по охране труда в исполнительном аппарате, филиалах ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС.

3.5. Пилотное внедрение инновационных видов электротехнического оборудования на электросетевых объектах

Статус «пилотного» присваивается проектам, обладающим следующими характеристиками:

- наличие обоснованной потребности применения новой техники или технологии;
- новизна научно-технических решений, заложенных в основу проектных решений, обеспечивающая достижение качественного улучшения технико-экономических показателей и надежности проектируемого объекта или электрической сети в целом;
- наличие научно-технического задела в части разработки новой техники или технологии, позволяющее предполагать положительный результат разработки и внедрения новой техники или технологии;
- решение Координационного научно-технического совета ОАО «ФСК ЕЭС» с рекомендацией о сооружении объекта с применением образцов новой техники или технологии.

Проекты, внедряемые на электросетевых объектах, как пилотные:

- управляемые шунтирующие реакторы,
- статические тиристорные и транзисторные компенсаторы реактивной мощности,
- токоограничивающие устройства;
- ВТСП-оборудование;
- оборудование электропередач и вставок постоянного тока;
- элементы и комплексы установок гибких (управляемых) систем передачи электроэнергии;
- автоматизированные системы управления технологическими процессами ПС;
- автоматизированные системы сигнализации гололедообразования и управления плавкой гололеда;
- безтросовые системы грозозащиты ВЛ;
- одноцепные и двухцепные ВЛ 220-500 кВ для населенной местности;
- системы передачи электроэнергии на постоянном токе;
- комплексные системы мониторинга и диагностики состояния электрооборудования.

3.6. Услуги научно-технической направленности:

- Участие экспертов сторонних специализированных организаций в работе комиссий по расследованию причин повреждения электрооборудования ПС и ЛЭП на объектах электрических сетей ОАО «ФСК ЕЭС» и ЕНЭС в целом;
- Разработка технических решений и рекомендаций по реконструкции и модернизации электросетевых объектов и электротехнического оборудования, направленных на повышение их надежности, живучести, безопасности и экономичности;
- Проведение экспертизы технических регламентов, национальных стандартов, стандартов организаций и другой нормативно-технической документации по электрооборудованию высокого напряжения, элементам ЛЭП, устройствам РЗА, ПА и связи, системам диагностики;
- Проведение контрольных испытаний высоковольтного электрооборудования, имеющего повышенную повреждаемость в процессе эксплуатации, на соответствие нормативно-технической документации и требованиям ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Разработка и выдача рекомендаций по модернизации установленного в электрических сетях электрооборудования на основании результатов дополнительных или контрольных испытаний;
- Подготовка информационных материалов, писем, противоаварийных циркуляров для ОАО «ФСК ЕЭС»;
- Подготовка заданий на проектирование электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС», в т.ч. по пилотным проектам;
- Проведение экспертизы проектной документации по новому строительству, техническому перевооружению и реконструкции сетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС» и ЕНЭС в целом;
- Подготовка технико-экономических обоснований реализации пилотных проектов;
- Подготовка и систематический выпуск бюллетеней аварий и крупных нарушений режимов ЕНЭС;
- Участие в подготовке конкурсной документации и проведении конкурсных процедур на право заключение договоров по реализации проектов сооружения электросетевых объектов ОАО «ФСК ЕЭС».

4. Показатели прогрессивности технических решений, реализуемых ОАО «ФСК ЕЭС» в проектах развития, технического перевооружения и реконструкции, эксплуатации, техническом обслуживании и ремонтах

Показатели прогрессивности делятся на:

- функциональные и технологические;
- экономические;
- безопасности, в т. ч. экологической.

Показатели прогрессивности технических решений представлены в таблице:

Технологическая система	Показатели прогрессивности		
	Функциональные и технологические	Экономические	Показатели безопасности
Электрические сети	<ul style="list-style-type: none"> - обеспечение для основных узлов нагрузки критерия $n-1$; - обеспечение нормативного коэффициента запаса по напряжению в узлах нагрузки – 15 %; - обеспечение степени компенсации зарядной мощности ВЛ: <ul style="list-style-type: none"> - 750 кВ и выше - не менее 1,1, - 500 кВ - не менее 0,8, - 110-330 кВ - в соответствии с проектными решениями 	<ul style="list-style-type: none"> - относительные технические потери, %: - сети СВН – не более 4. 	строгое выполнение экологических норм и требований безопасности.
Подстанции (ПС)	<ul style="list-style-type: none"> - автоматизированная - телеизмерения, телеуправление производственными процессами, без постоянного обслуживающего персонала; - территория, с грунтовым основанием, исключаящим обводнение и морозное пучение; - для ПС 330 кВ и выше питание собственных нужд от трех независимых источников. - применение электротехнического оборудования с расчетным сроком службы не менее 30 лет. - применение оборудования КРУЭ, повышающего надежность и эксплуатационные свойства ПС 	<ul style="list-style-type: none"> удельная площадь ПС, на уровне, m^2: - 500кВ – 4000-7000*; - 330кВ – 3000-6000*; - 220кВ – 2000-4000*. * Для закрытого исполнения ПС с применением оборудования КРУЭ. 	<ul style="list-style-type: none"> - выполнение норм и требований законодательства по экологии и безопасности; - обеспечение сбора, очистки, утилизации ливнестоков.

<p>Силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы</p>	<p>РПН количество переключений до первой ревизии не менее 140.000 с автоматическим регулированием коэффициентов трансформации, механический ресурс контактора, количество переключений, не менее 700 000, износостойкость контактов при (0,7-1,0) $I_{ном}$, количество переключений, не менее 400 000; - естественная циркуляция масла для трансформаторов мощностью менее 80 МВА.; - автоматизированная система мониторинга и диагностики. Сниженные эксплуатационные расходы при применении резинопровкового материала для разъемных соединений.</p>	<p>- потери, $P_{xx}/P_{кз}$, кВт, не более: АТ: - 220 кВ: 125 МВА – 55/315 200 – 105/350 250 – 90/420 - 330 кВ, 125 МВА – 80/320 - 200 – 105/450 200 – 60/535 - 500 кВ, 167 МВА – 80/290 - 267 – 110/420 - 750 кВ: 417 МВА – 90/550 ШР: 500 кВ, 60 МВА – 110 кВт; 750 кВ 110 – 200 кВт - не требуется ремонт в течение всего срока службы.</p>	<p>оснащение системами предотвращения разгерметизации корпуса при внутренних повреждениях и взрывобезопасными вводами. Вводы 110-500 кВ герметичные, без избыточного давления, без расширительного бачка с твердой RIP изоляцией.</p>
<p>Статические тиристорные компенсаторы и сухие реакторы</p>	<p>- работа с номинальной мощностью в режиме генерации и потребления; - отсутствие вращающегося оборудования; - нормализация напряжения на ПС.</p>	<p>Относительные потери в номинальном режиме, %, не более: - СТК – 0,6; - ВРГ – 0,3.</p>	<p>- взрывобезопасны; - оборудование с экологически безопасными материалами; - установка сухих реакторов на ОРУ должна исключать опасное влияние магнитного поля на персонал.</p>

<p>Выключатели</p>	<p>- элегазовые - 35 кВ и выше, вакуумные - до 110 кВ; пружинный привод на $I_{откл}$ до 63кА; - механический ресурс (не менее 10000 циклов В-О); коммутационный ресурс 20-25 $I_{ном}$; литые корпуса баковых выключателей автоматизированная система мониторинга и диагностики; автономность (отсутствие необходимости стационарной газоподпитки) собственное время отключения не более 0,02 с; сохранение номинальных параметров при температуре окружающего воздуха -60°C с воздействием ветровой нагрузки. утечка элегаза, не более 0,1% выключатели 330-500 кВ с одноразрывной камерой</p>	<p>Коммутационный и механический ресурс на весь срок службы. Не требуют ремонта до исчерпания коммутационного и механического ресурса.</p>	<p>- взрывопожаробезопасны; наличие предохранительного клапана для сброса давления; - оснащены оснасткой для опорожнения рабочих объемов от элегаза.</p>
<p>КРУЭ</p>	<p>-трехфазное исполнение до 220 кВ включительно; - одноразрывные выключатели до 500 кВ включительно; - литые корпуса модулей; - утечка элегаза - не более 0,1 %; - сохранение номинальных параметров при температуре окружающего воздуха до -60°C (для элегазовых токопроводов); - блочно-модульного исполнения в габаритах приемлемых для транспортировки (РЖД, авто перевозки); - применение оптоволоконных измерительных трансформаторов.</p>	<p>Не требует ремонта до исчерпания механического и коммутационного ресурсов разъединителей и элегазовых выключателей. Не требует регламентных поверительных работ измерительных трансформаторов тока и напряжения. Не обслуживаемые. Малая металлоемкость.</p>	<p>Взрывобезопасное исполнение</p>
<p>Разъединители</p>	<p>электродвигательный привод; механический ресурс (не менее 10000 циклов В-О); возможность отключения уравнивающих токов до 80% от $I_{ном}$;</p>	<p>Не требуют ремонта до исчерпания механического ресурса.</p>	

Измерительные трансформаторы	<ul style="list-style-type: none"> - класс точности обмотки ТТ для целей АИИС КУЭ - 0.2S; - класс точности обмотки ТН для целей АИИС КУЭ - 0.2; - коэффициент безопасности приборов обмотки для измерений - не более 5; - предельная кратность обмоток для защиты не менее 30; - Применение конструкций с элегазовой изоляцией с контролем давления. Утечка элегаза не более 0,2 % в год. <p>Переход на оптические измерительные трансформаторы с классом точности не хуже 0,1.</p>	Не требуют ремонта в течение всего срока службы.	<p>Взрывобезопасность за счет применения сильфонов и мембран</p> <p>Пожаробезопасность за счет применения конструкций с элегазовой изоляцией</p>
Ограничители перенапряжений нелинейные	- уровень ограничения перенапряжений соответствующий уровню изоляции установленного оборудования.	Не требуют ремонта в течение срока службы.	Взрывобезопасны.
ТО и ремонты	<ul style="list-style-type: none"> - переход к техническому обслуживанию и ремонтам на основе оценки технического состояния, внедрение методов и средств диагностики оборудования без вывода из работы; - специализации ремонтных работ. 		Использование экологически безопасных технологий расчистки трасс ВЛ и территорий ПС

<p>ОТУ и АСТУ</p>	<p>Создание Центров управления сетями - 40 шт. до 2015 года Рост наблюдаемости ЕНЭС в Центрах управления сетями: • параметры режима - 70% к 2015 году, • состояние оборудования - 50% к 2015 году Выполнение новых функциональных задач по управлению ЕНЭС: • Управление переключениями; • Участие в регулировании напряжения; • Расчет и локализация потерь; • Управление ТОиР по реальному техническому состоянию; • диагностика состояния основного оборудования. Организация обмена информацией для решения задач управления ЕЭС и ЕНЭС с АСУ субъектов рынка - до 2015 года.</p>	<p>Сокращение затрат на ТОиР за счет качественного мониторинга - 15%. Продление срока службы оборудования за счет снижения ошибок управления - 12%. Снижение времени простоя оборудования - на 20% Снижения сроков ликвидации аварий - на 20%. Снижение аварийности в сетях ЕНЭС за счет роста качества управления и наблюдаемости сети - не менее 5%.</p>	<p>Снижение производственного травматизма за счет централизованного управления ТОиР и ликвидацией аварий - до 10%.</p>
<p>Устройства РЗА</p>	<p>Более совершенные алгоритмы обработки параметров (токов и напряжений) аварийных режимов. Быстродействие: Время срабатывания измерительных органов - менее 30 мс. Селективность и чувствительность: за счет применения измерительных органов: с погрешностью – менее 5%. Информативность, взаимодействие с АСУ ТП, применение протокола обмена данными – МЭК 61850. Надежность: самодиагностика; время восстановления – не более 30 мин; средняя наработка на отказ – 50000 часов.</p>		

АСУ ТП	<p>Коэффициент готовности – не ниже 0,995. Средняя наработка на отказ (по каналу ввода-вывода) – 33 000 часов. Среднее восстановление работоспособности системы по любой из выполняемых функций – не более 30 мин. Периодичность остановки системы (без отключения систем, обеспечивающих работоспособность ПС) – не чаще одного раза в год и не более 8 часов. Срок службы: - для ПТК нижнего уровня – не менее 20 лет; - для ПТК среднего уровня – не менее 15 лет; - для ПТК верхнего уровня – не менее 10 лет; Скорость обработки: - дискретных сигналов – 100 событий/сек, - аналоговых сигналов – 150 изменений/сек, - сигналов управления – 10 управлений/сек.</p>	<p>Сокращение числа облеживающего персонала Сокращение затрат на ТОиР за счет мониторинга и диагностики. Продление срока службы оборудования за счет снижения ошибок управления, мониторинга и управления.</p>	<p>Повышение уровня безопасности выполнения работ, снижение травматизма на автоматизированных ПС</p>
АИИС КУЭ	<p>АИИС КУЭ ОАО «ФСК ЕЭС»: - погрешность измерения активной электроэнергии - не хуже 1,5%, возможность измерения реактивной электроэнергии, возможность учета мощности; - коэффициент готовности измерительных каналов - не хуже 0,995; - автоматизированный расчет балансов, объемов предоставления услуг по передаче электрической энергии контрагентам и потерь электроэнергии по ПМЭС, МЭС и ОАО «ФСК ЕЭС» в целом.</p>	<p>Автоматизация учета и потерь электроэнергии. Локализация потерь в сетях ЕНЭС.</p>	<p>Выполнение экологических норм и требований безопасности.</p>

<p>ЕТССЭ</p>	<p>Единая система управления сети связи до 2012г.; Единая система IP-адресации сети до 2011г.; Единая система телефонной нумерации сети до 2012 г.; Единая система тактовой сетевой синхронизации до 2012г; Модернизация сети ВЧ-связи в рамках программ КТПР и др.; Система резервирования с временем восстановления не более 50 мс; Коэффициент готовности сети - не менее 0,9998; Коэффициент ошибок в цифровом канале не более 10⁻⁷; Потеря пакетов в IP канале СДТУ - <0,5%; круговая сетевая задержка в канале - не более 0,16с; джиттер - не более 0,05с; Потеря пакетов в IP канале при доступе в Интернет - <3%; Срок реализации создания опорной сети телефонной связи до 2014г.; Создание волоконно-оптической сети связи: К 2011 году вводится дополнительно: более 30 000 км, охватывающих 340 энергообъектов; К 2013 году вводится дополнительно: более 23 000 км, охватывающих более 350 энергообъектов; К 2015 году вводится дополнительно: более 10 000 км, охватывающих более 80 энергообъектов.</p>	<p>сокращение потерь электроэнергии в сети при оптимизации режимов работы по напряжению и реактивной мощности, работы АИИС КУЭ); снижение аварийного недоотпуска электроэнергии за счет сокращения аварийных простоев ЛЭП, повышения коэффициента готовности систем РЗ и ПА, АЧР, ССПИ; от работы ПА как части инфраструктуры для работы рынка системных услуг; снижение затрат на междугородную связь и аренду каналов связи.</p>	<p>Выполнение экологических норм и требований безопасности.</p>
--------------	---	---	---

Линии электропередачи (ЛЭП)	Функциональные и технологические	Экономические	Экологические, безопасности
ВЛ (одноцепные) в целом	<ul style="list-style-type: none"> - Удельная аварийность (количество отказов на 100 км в год): <ul style="list-style-type: none"> - 110 кВ – 1,1; - 220 кВ – 0,6; - 330 кВ – 0,5; - 500 кВ – 0,4; - 750 кВ – 0,3; независимо от материала опор. - Конструкции ВЛ, обеспечивающие минимальную ширину просеки. - Наличие рабочих карт районирования по ветру, гололеду, грозе и т.д. - Срок службы <ul style="list-style-type: none"> - на железобетонных центрифугированных опорах - не менее 50 лет; - на стальных решетчатых опорах – не менее 60 лет; - на стальных многогранных опорах – не менее 70 лет. 		<ul style="list-style-type: none"> - Напряженность электрического поля не более: Населенная местность: 0,5 кВ/м - внутри зданий; 1 кВ/м - на территории жилой застройки; 5 кВ/м – вне зоны жилой застройки. Ненаселенная местность: 15-20 кВ/м. - Уровень радиопомех на частоте 0,5 МГц не более 37 дБ на расстоянии от ВЛ: 110-220 кВ 50 м; 330 кВ и выше 100 м - Акустические шумы не более: 53 Дб на тех же расстояниях при мокром проводе. - Технология строительства и ремонта, исключающая вредное воздействие на окружающую среду.
Опоры, фундаменты	<ul style="list-style-type: none"> - Удобство обслуживания. - Для опор должны применяться марки сталей повышенной прочности и коррозионной стойкости. - Защита опор от коррозии методом горячего или термодиффузионного цинкования. 	<ul style="list-style-type: none"> - Количество ремонтов опор и фундаментов за срок службы ВЛ, не более двух раз. 	<ul style="list-style-type: none"> - В районах городской застройки - многогранные металлические опоры закрытого профиля.

Провода и грозозащитные тросы		Экономическая плотность тока: - ВЛ 220 кВ и выше - 0,8 А/мм ² ; - ВЛ 110 кВ и ниже - 1-0,8 А/мм ² .	
Изоляция	Удельная повреждаемость, не более: - стеклянные тарельчатые - 10 ⁻⁴ ; - полимерные - 10 ⁻⁴ -10 ⁻⁵ ; - фарфоровые длинностержневые - 10 ⁻⁶ .		
Линейная арматура	- Отсутствие видимой короны.		
Кабельные линии напряжением 110 кВ и выше	- Кабели с твердой изоляцией из «сшитого» полиэтилена, оснащенные системами диагностики. - Универсальные кабели для воздушно-подземной и подводной прокладки без использования переходной кабельной арматуры, либо с арматурой на основе термоусаживаемых элементов.		Отсутствие внешних электромагнитных полей

5. Управление технической политикой

5.1. Технический совет ОАО «ФСК ЕЭС»

Управление технической политикой, координация работ по разработке и организации внедрения инновационной техники и технологий, направленных на повышение эффективности функционирования электросетевого комплекса, снижение издержек его эксплуатации и повышение надежности работы ЕНЭС осуществляется Техническим советом ОАО «ФСК ЕЭС».

Технический совет является постоянно действующим совещательным органом ОАО «ФСК ЕЭС». Решения Технического совета являются обязательными.

Технический совет осуществляет:

- Рассмотрение принимаемых при разработке схем перспективного развития ЕНЭС, схем выдачи мощности электрических станций, при проектировании и строительстве объектов ЕНЭС сложных, принципиальных технических решений по объектам Инвестиционной программы Общества.

- Рассмотрение предложений по применению инновационного оборудования при разработке схем развития ЕНЭС, схем выдачи мощности электрических станций, при проектировании и строительстве объектов ЕНЭС.

- Анализ выполнения работ по разработке инновационной техники и технологий и подготовку соответствующих заключений и предложений.

- Рассмотрение и утверждение типовых решений.

- Рассмотрение целесообразности выполнения НИОКР и их результатов, а также программ НИОКР в целом.

- Решение вопросов развития методологии проектирования, эксплуатации, диагностики и ремонтов электросетевых объектов.

5.2. Основные положения организации НИОКР и работ по услугам научно-технической направленности

Процесс формирования и утверждения Программы НИОКР включает в себя следующие стадии:

1. Филиалы ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС и структурные подразделения ОАО «ФСК ЕЭС» (СПО) разрабатывают и представляют в ОАО «ФСК ЕЭС» перечень приоритетных научно-технических проблем, на основании которого формируются основные направления Программы НИОКР и утверждаются Координационным научно-техническим советом ОАО «ФСК ЕЭС».

2. Далее МЭС, СПО, научные и проектные организации готовят конкретные предложения по реализации работ НИОКР в соответствии основными направлениями Программы НИОКР.

3. Данные предложения проходят экспертизу в ОАО «ФСК ЕЭС» в соответствии с общими критериями отбора НИОКР и формируется программа НИОКР, которая проходит одобрение на Комитете по инновациям и утверждается на Правлении ОАО «ФСК ЕЭС».

4. В ходе реализации Программы НИОКР ОАО «ФСК ЕЭС» организует и проводит работы по заключению и контролю договоров по НИОКР. При этом результаты работ подвергаются внутренней и внешней (с привлечением специализированных организаций) экспертизе, по результатам которой принимается решение либо о продолжении работ, либо об их приостановке или корректировке. Результаты НИОКР, удовлетворяющие требованиям технического задания и прошедшие экспертизу ОАО «ФСК ЕЭС», а также рекомендации по их внедрению утверждаются на Комитете по инновациям ОАО «ФСК ЕЭС». Исполнение основных направлений Программы НИОКР контролируются Координационным научно-техническим Советом ОАО «ФСК ЕЭС».

5.3. Аттестация оборудования, технологий и материалов в ОАО «ФСК ЕЭС»

Система аттестации ОАО «ФСК ЕЭС» является внутренней системой проверки качества закупаемого Обществом оборудования, технологий и материалов, эффективным инструментом реализации единой технической политики в электроэнергетике.

Основная цель системы аттестации - исключение возможности поставок на объекты Общества оборудования, технологий и материалов, не соответствующих техническим требованиям ОАО «ФСК ЕЭС», корпоративной нормативно-технической документации и условиям применения.

Система аттестации ОАО «ФСК ЕЭС», как крупнейшего заказчика оборудования в топливно-энергетическом комплексе, обеспечивает:

- взаимодействие и обмен информацией между ОАО «ФСК ЕЭС» и другими компаниями, включая зарубежные по вопросам качества и надежности поставляемого оборудования;
- взаимодействие с изготовителями (поставщиками) оборудования, с целью обеспечения требуемых в эксплуатации технических параметров;
- всестороннее изучение конструкции и параметров предлагаемого на рынке электротехнического оборудования различных изготовителей (поставщиков);
- предъявление передовых, соответствующих Технической политике, технических требований к оборудованию на уровне мировых стандартов;
- мониторинг и обратную связь изготовителя (поставщика) с эксплуатацией;
- техническую и сервисную поддержку поставляемого оборудования;
- взаимодействие научно-исследовательских, проектных, производственных организаций с целью выявления наиболее эффективного применения предлагаемых технических решений;
- исключение применения оборудования, не соответствующего техническим требованиям ОАО «ФСК ЕЭС», оборудования, выполненного по устаревшим технологиям, оборудования, имеющего повышенную аварийность;
- корректировку и актуализацию нормативно-технической базы электросетевого комплекса;
- интеграцию инновационных предложений для последующего развития и модернизации выпускаемого оборудования, технологий и материалов.

Система аттестации ОАО «ФСК ЕЭС» не может быть заменена системой подтверждения соответствия, предусмотренной Федеральным законом № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Аттестация оборудования технологий, материалов и систем, поставляемых на электросетевые объекты (далее - Аттестация), проводится в соответствии с ЛЗ.

Аттестации подлежат:

- оборудование сверхвысокого, высокого, среднего и низкого напряжения ПС и ЛЭП;
- средства управления, РЗА, ПА;
- средства связи;
- средства телемеханики, АСУ ТП;
- информационно-измерительные, управляющие комплексы, средства

- диспетчерского и технологического управления;
- средства контроля, измерений и мониторинга;
 - системы коммерческого учета электроэнергии;
 - прикладные программные продукты;
 - технологии преобразования передачи и распределения электроэнергии, технологии управления в электросетевом комплексе;
 - технологии и материалы, применяемые при техническом обслуживании и ремонте оборудования ПС и элементов ВЛ;
 - элементы конструкции ПС и ВЛ.

Порядок проведения аттестации:

1. Аттестация проходит по заявительной схеме. Заявитель подготавливает Заявку на проведение аттестации с полным комплектом необходимой документации и направляет ее в ОАО «ФСК ЕЭС».

2. ОАО «ФСК ЕЭС» рассматривает заявку и направляет ее в экспертную организацию.

3. ОАО «ФСК ЕЭС» оформляет технические требования для аттестации и направляет их в экспертную организацию для комиссионной проверки протоколов испытаний на соответствие техническим требованиям ОАО «ФСК ЕЭС».

4. После подготовки проекта заключения аттестационной комиссии ОАО «ФСК ЕЭС» проводит анализ производства. Анализ производства включает проверку:

- наличия расчетно-конструкторской документации;
- технологической документации на постановку серийного производства;
- системы входного контроля комплектующих;
- модели обеспечения качества на производстве (система качества);
- системы контроля качества готовой продукции;
- области аккредитации испытательной лаборатории;
- функционирования службы сервисного обслуживания;
- условий хранения готовой продукции и наличия ЗиП.

5. Аттестация завершается выдачей заявителю утвержденного Первым заместителем Председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС» Заключения аттестационной комиссии.

6. Заключение аттестационной комиссии может быть выдано на срок не более 5 лет.

7. Результаты положительной аттестации оформляются в виде Перечня рекомендованного к применению оборудования с размещением на сайте ОАО «ФСК ЕЭС».

В период действия Заключения аттестационной комиссии ОАО «ФСК ЕЭС» проводит постоянный мониторинг за находящимся в эксплуатации аттестованным оборудованием.

Срок действия Заключения аттестационной комиссии может быть сокращен из-за неудовлетворительного опыта эксплуатации и прекращен в связи с выявившимися конструктивными недоработками или браком со стороны изготовителя.

Продление срока действия Заключения аттестационной комиссии проводится на основании документации, подтверждающей качество

изготавливаемой продукции и неизменность принятых ранее конструктивных решений.

Отсутствие действующих документов, подтверждающих прохождение аттестации в ОАО «ФСК ЕЭС», является основанием для отклонения коммерческого предложения участника конкурсной процедуры на право поставки оборудования, технологий и материалов на объекты Общества.

5.4. Разработка и пересмотр нормативно-технических документов корпоративного уровня

Деятельность в области совершенствования нормативно-технического обеспечения Общества направлена на достижение следующих целей:

- введение понятной, удобной, направленной на нужды конечного пользователя системы нормативно-технических документов;
- обновление и актуализация нормативно-технической базы электросетевого комплекса путем реализации программ и планов разработки и пересмотра НТД;
- внедрение на всех уровнях управления ОАО «ФСК ЕЭС» единой системы нормативно-технических документов, обеспечивающих функционирование и развитие электросетевого комплекса.

Структура нормативно-технической базы электрических сетей

В Обществе реализуется объектно-ориентированная система формирования нормативной базы ОАО «ФСК ЕЭС» в составе:

НТД 1-го уровня - объектно-ориентированная система стандартов организации, содержащих только требования и нормы, и

НТД 2-го уровня - нормативно-технические документы, обеспечивающие требования стандартов (рекомендации, руководства, методики, методические указания, инструкции, карты загрязнений, климатические карты, типовые технические решения, типовые технологические карты, типовые схемы и др.).

Стандарты организации разрабатываются в отношении объектов (технические системы, оборудование, технологии и др.), перечень которых утвержден и должен обновляться в установленном порядке.

Для каждого объекта предусмотрены следующие типы стандартов:

Технические требования (общие технические требования).

Область применения таких стандартов охватывает процессы подтверждения соответствия (сертификация, аттестация и т.п.) при выборе и закупке оборудования.

- Требования по организации эксплуатации и технического обслуживания.

Область применения таких стандартов охватывает процессы эксплуатации, технического обслуживания, ремонта, утилизации.

- Методы (способы) подтверждения соответствия (методы испытаний).

Область применения таких стандартов охватывает процессы подтверждения соответствия при сертификации, приемке оборудования, приемке объектов в эксплуатацию, в процессе эксплуатации, после завершения эксплуатации.

- Охрана труда и техника безопасности.

Область применения таких стандартов охватывает технические требования по обеспечению безопасности при оперативно-техническом обслуживании и ремонтно-эксплуатационных работах.

Такая система носит адресный принцип построения базы НТД и ориентирована на конкретного участника производственно-технологического процесса в электрических сетях.

Управление нормативно-техническим обеспечением

Органы управления	Функции
Департамент технологического развития и инноваций	<ul style="list-style-type: none"> - Общая организация работ по НТО; - Совершенствование системы НТД электросетевого комплекса; - Организационное обеспечение деятельности Постоянно действующей комиссии ОАО «ФСК ЕЭС» по НТО; - Формирование и реализация программ и планов разработки и пересмотра НТД; - Создание и ведение информационной базы НТД (Реестра НТД); - Формирование и ведение электронного ресурса НТД на корпоративном портале; - Организация утверждения, регистрации, хранения, внедрения НТД.
Постоянно действующая комиссия ОАО «ФСК ЕЭС» по нормативно-техническому обеспечению (ПДК по НТО)	<ul style="list-style-type: none"> - Координация работ по совершенствованию системы НТО; - Осуществление контроля за ходом выполнения программ и планов разработки и пересмотра НТД; - Рассмотрение проектов НТД с учетом отзывов и экспертизы; - Принятие решений о доработке, отклонении или рекомендации к утверждению НТД; - Формирование позиции и отстаивание интересов ОАО «ФСК ЕЭС» в области технического регулирования в электроэнергетике.
Технические кураторы разработки (структурные подразделения (СП) ИА, филиалы и ДЗО)	<ul style="list-style-type: none"> - Организация разработки или пересмотра НТД по тематике СП; - Техническая приемка промежуточных этапов разработки НТД и их окончательных редакций; - Организация экспертизы и согласование проектов НТД; - Участие в работе ПДК по НТО; - Использование НТД в производственной деятельности.

Обновление и совершенствование нормативно-технической базы электросетевого хозяйства осуществляются путем создания и реализации перспективных программ и годовых планов разработки и пересмотра НТД.

Программы и планы корректируются на основе анализа актуальности действующих НТД, выявления потребности в разработке или переработке НТД, в том числе для реализации Технической политики. Разработка или пересмотр нормативно-технических документов осуществляются в соответствии с Положением о порядке разработки и пересмотра нормативно-технической документации корпоративного уровня в ОАО «ФСК ЕЭС».

5.5. Организация закупок материально-технических ресурсов и оборудования (МТРиО), работ и услуг

Основными направлениями технической политики являются:

- увеличение доли открытых конкурсных процедур закупок МТРиО, работ и услуг, для обеспечения должного уровня конкуренции и привлечения широкого круга претендентов;
- гибкий подход к формированию требований к закупаемым МТРиО, работам и услугам для привлечение предложений с новыми техническими решениями;
- расширение критериев отбора победителей конкурсов для обеспечения баланса надежности, стоимости, простоты и экономичности в эксплуатации приобретаемых МТРиО;
- выстраивание партнерских отношений с ведущими производителями энергетического и электротехнического оборудования, для получения своевременной информации о новейших технических решениях, с возможностью влияния на дальнейшее совершенствование закупаемых МТРиО;
- определение поставщиков наиболее эффективного и качественного МТРиО и услуг при оптимальной стоимости;
- разработка и выдача преференций при проведении открытых конкурсных процедур производителям, предлагающим оборудование и материалы, произведенные на территории РФ;
- организация приобретения больших партий МТРиО, подтвердившее свое высокое качество для снижения затрат на приобретение и эксплуатацию унифицированного оборудования.

5.6. Контроль за реализацией Технической политики ОАО «ФСК ЕЭС» и ее актуализация

Контроль за реализацией Технической политики ОАО «ФСК ЕЭС» осуществляется Блоком эксплуатации и организации ремонтов при осуществлении экспертизы схемы развития ЕНЭС, схем выдачи мощности электростанций, схем внешнего электроснабжения, проектной документации по новому строительству, реконструкции и техническому перевооружению ПС, ЛЭП, при эксплуатационной и ремонтной деятельности, а также в рамках контроля исполнения решений Технического совета ОАО «ФСК ЕЭС».

Организационная работа по актуализации Положения о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» осуществляется Блоком эксплуатации и организации ремонтов по мере необходимости. Решение об актуализации принимается на Совете директоров ОАО «ФСК ЕЭС».

Разъяснение и уточнение требований Положения о технической политике ОАО «ФСК ЕЭС» осуществляется путем выпуска информационных писем и циркуляров Технического совета ОАО «ФСК ЕЭС».

Пересмотр Положения о технической политике осуществляется раз в четыре года.